Petro-Canada

1984
Annual
Report

85-6701/

Board of Directors

• **Wilbert (Bill) H. Hopper**
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

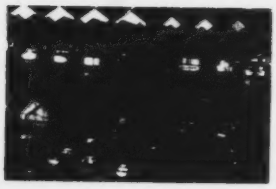
• **Edward M. Lakusta**
President
and Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

Robin Abercrombie
Consultant
Valhalla Energy Corporation
Vancouver, B. C.

Alfred E. Barroll
Consultant
A. E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary, Alberta

Jean Bazin
Senior Partner
Byers Casgrain
Barristers and Solicitors
Montreal, Quebec

Rudolph Bratty, Q.C.
Senior Partner
Gambin and Bratty
Barristers and Solicitors
Downsview, Ontario



Roy Victor Deyell, Q.C.
Senior Partner
McLaws and Company
Barristers and Solicitors
Calgary, Alberta

Anne R. Dubin
Senior Partner
Tory, Tory, DesLauriers
and Binnington
Barristers and Solicitors
Toronto, Ontario

William McBurney Elliott
Senior Partner
MacPherson, Leslie and Tyerman
Barristers and Solicitors
Regina, Saskatchewan

John Lundrigan
Investment Advisor
Wood Gundy
St. John's, Newfoundland

• **H. Harrison McCain**
Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

Jocelynne Pelchat-Johnson
Vice-President
Astral Film Enterprises Inc.
Montreal, Quebec

David Read
Businessman
McDonald's Restaurants Ltd.
Dartmouth, Nova Scotia

James Robertson
Businessman
Inuvik, N.W.T.

• **Paul M. Tellier**
Deputy Minister
Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Eleven new members of the Board were appointed on December 21, 1984; the directors who served the entire year are indicated by an •.

Senior Officers

Wilbert (Bill) H. Hopper
Chairman of the Board
& Chief Executive Officer

Edward M. Lakusta
President &
Chief Operating Officer

David P. O'Brien
Senior Vice-president
Finance & Planning

James M. Stanford
President
Petro-Canada Resources

William A. West
President
Petro-Canada Products

Cover: Construction of the CANMET demonstration plant at the Montreal refinery – bringing a new Canadian technology from the laboratory to commercial reality.

Head Office:

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta T2P 3E3
Telephone: (403) 296-8000
Telex: 03825753

March 31, 1985

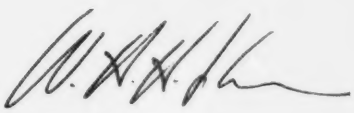
The Honourable Patricia Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

Dear Minister:

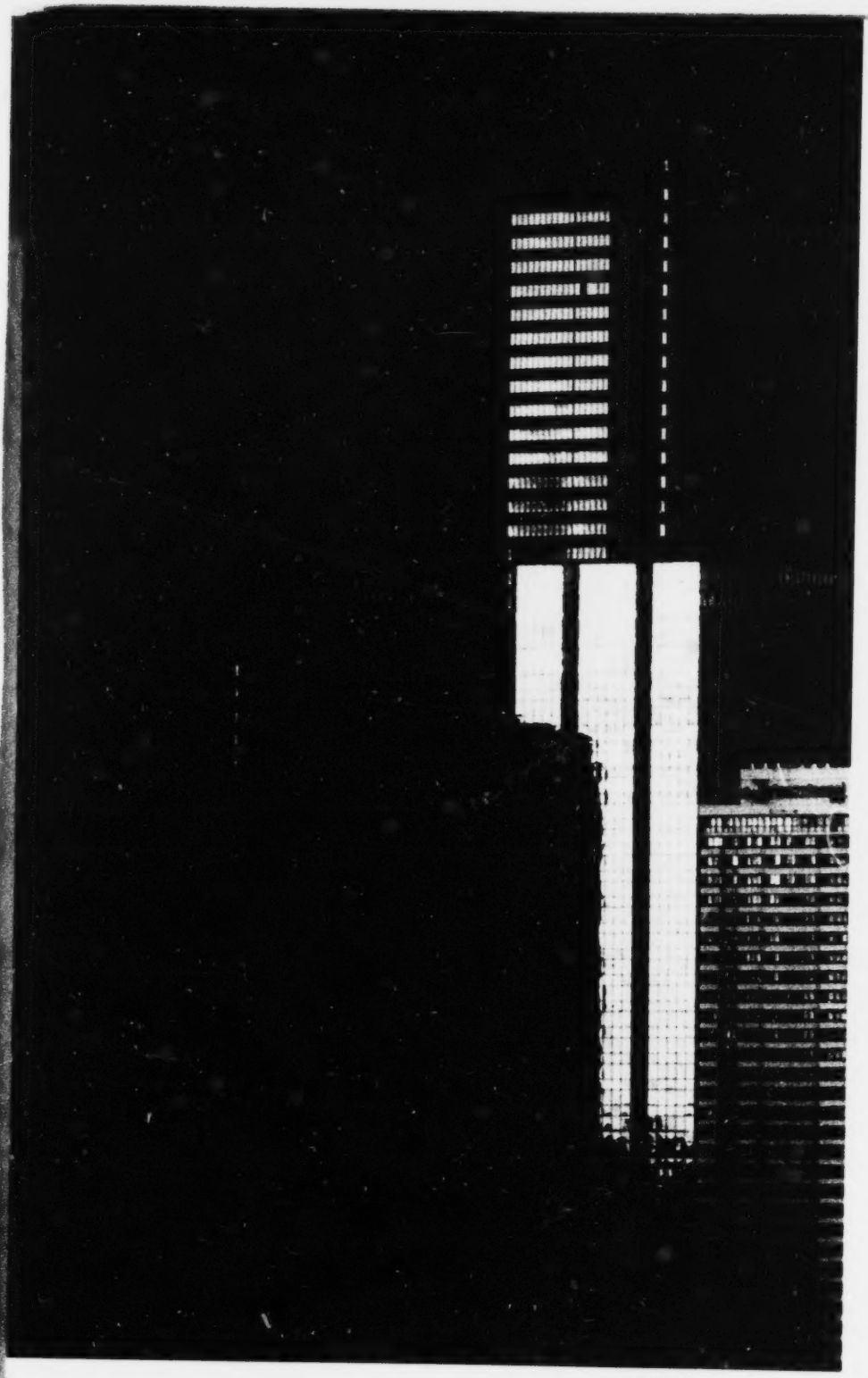
On behalf of the Board of Directors I am pleased to present Petro-Canada's Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1984.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the consolidated financial statements together with the auditors' report thereon .

Yours sincerely,



W. H. Hopper
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer



Calgary's tallest building, the Petro-Canada Centre.

Corporate Profile

Petro-Canada is the largest Canadian-owned company in the petroleum industry and the only Canadian-owned oil and gas company with a national marketing network. The Corporation is primarily engaged in oil and gas exploration and production, and the transportation, refining and marketing of hydrocarbons for Canadian needs.

Petro-Canada, formed by an Act of Parliament in 1975, is wholly owned by the Government of Canada. Operations began on January 1, 1976. At year end 1984, the Crown Corporation employed 6 700 people and had assets of $9.1 billion.

On behalf of the Board of Directors, I am pleased to present the 1984 Annual Report.

For Petro-Canada, 1984 was an excellent year. Internally generated cash reached a record high, exceeding $1 billion. The Corporation made its first major offshore oil discovery as an operator. An external appraisal confirmed that the Corporation has emerged as a major force in the Canadian oil and gas industry. Petro-Canada ranks second in terms of appraised value of assets, holds substantial hydrocarbon reserves including significant interests in the major East Coast offshore discoveries, and has captured 15 per cent of the nation's retail gasoline market.

In the Resources Division, it was an eventful year. Offshore work in Newfoundland included the major oil discovery at Terra Nova and participation in further delineation of the Hibernia oil field. Off Nova Scotia, Petro-Canada participated in a new gas discovery and in continued delineation of the Venture gas field. In Western Canada, production records were achieved while costs were held down. Planning was completed for a new natural gas liquids project in northeast British Columbia. The Syncrude oil sands mining plant operated at near-record levels for much of the year, though a major fire curtailed output for four months. Finally, construction of an in situ oil sands plant at Wolf Lake, Alberta, proceeded on schedule and under budget.

It was a much improved year in refining and marketing. Highlights from the Products Division included: an increased cash flow in spite of difficult market conditions, successful implementation of efficiency and cost reduction programs, investments at the Corporation's refineries to improve yields, and innovative approaches to marketing refined oil products.

This excellent performance is no accident. Over its nine-year history, Petro-Canada has moved quickly, adjusting its operating direction to suit changing business conditions.

Petro-Canada's initial thrust was to gain a significant position in the industry, and use its strength for frontier exploration and other investments geared towards Canada's long-term energy security. That phase has been completed. Canadians now own and control an integrated oil company that is as large and as competent as the Canadian arms of the multi-national majors. In addition, Canadians now have a better understanding of the oil and gas reserves located in the frontiers, as well as the opportunities that will accompany their development.

In recent years, Petro-Canada has recognized and reacted to a new combination of circumstances - exploration successes, a difficult economic environment and soft markets for hydrocarbons and refined oil products. Petro-Canada's response was to streamline its organization, give extra attention to running a "tight ship", and focus expenditures on projects that will generate earlier financial returns.

In the first nine years, Petro-Canada was directed to work towards Canada's energy security effectively and efficiently, without overriding concern for profitability. The Corporation has now been given a new mandate by its shareholder - to operate in a commercial, private sector fashion, with emphasis on profitability and the need to maximize the return on the Government of Canada's investment. In this regard, Petro-Canada is not to be perceived in the future as an instrument in the pursuit of the Government's policy objectives. However, the Government maintains the right as the shareholder to formally direct Petro-Canada to carry out certain activities in the national interest.

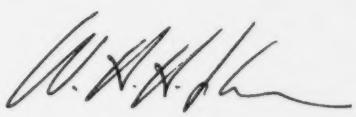
This change does not mean that the Corporation is losing its uniqueness. In the course of maturing, Petro-Canada has found ways of conducting its operations distinctly, by putting Canada first. This

is much more than an advertising theme. Petro-Canada makes special efforts to purchase materials, equipment and services from Canadians and Canadian suppliers. In its day-to-day operations, the Corporation works in partnership with a whole range of Canadian companies. In addition, marketing, environmental protection and donations programs mark Petro-Canada as a good corporate citizen. Encouraging retail sales results indicate that many Canadians support the distinctive way we do things.

Another reason Petro-Canada has not lost its uniqueness is the significant contribution of the Corporation's 6 700 employees. Their hard work and team spirit has brought us through the difficult period of reorganization and redirection that all companies in the industry have had to face. I also wish to express my sincere thanks to the following directors who retired in 1984: J. Claude Hébert, David McD. Mann, James T. Black, Marshall A. Cohen, Ian A. Stewart, Richard J. Cashin, Jerahmiel S. Grafstein, Ione J. Christensen, Robert Laxer, J. Robert Ouimet, J. Edward Richard and Robert J. Wright. In the course of their terms, all of these individuals worked hard for Petro-Canada. I would like to pay special tribute to J.Claude Hébert and David McD.Mann who served on the Board since Petro-Canada's creation. Their contribution and support were substantial in the pursuit of our objectives.

In concluding my remarks on the excellent results achieved in 1984, I want to strike a note of caution concerning the outlook for 1985. The year ahead is likely to be one of considerable change for the Canadian oil and gas sector. Federal and Provincial governments are currently engaged in negotiations which will lead to a restructuring of fiscal regimes for exploration and development. The current U.S. natural gas market is also undergoing significant changes with respect to pricing and other contractual terms. Perhaps the greatest area of uncertainty concerns the outlook for world oil prices - international oil markets have been weak and considerable downward pressures on prices have been evident. While lower oil prices may stimulate economic growth, they also threaten the economic viability of higher-cost energy sources, including oil sands and frontier projects.

Our financial situation is good, we are lean and efficient and well positioned for growth. The challenge facing Petro-Canada in this uncertain world is to maintain a competitive edge so that we can respond aggressively to the opportunities that lie ahead.



W. H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

March 31, 1985

Spotlight on Petro-Canada

Petro-Canada's Executive Council is the Corporation's senior management group. From left to right, Bill Hopper, Ed Lakusta, David O'Brien, Jim Stanford and Bill West.

Petro-Canada has made its mark as a major force in the oil and gas industry

During its nine years of operation, Petro-Canada has grown rapidly through acquisitions and bold investment programs. In late 1984, Petro-Canada was appraised by a national investment house as the second largest oil and gas company in Canada. With a major presence in every sector of the industry, Petro-Canada ranks among the top five companies according to commonly used operating criteria. As of June 30, 1984, Petro-Canada was the fourth-largest natural gas and fifth-largest oil and gas liquids producer. Its domestic reserves are the second largest in the industry in both crude oil and liquids, and natural gas. In downstream operations, Petro-Canada's market share makes it third in gasoline sales in Canada. With a total cash flow that can sustain investments in the order of $1 billion annually, the Corporation contributes significantly to economic activity across Canada.

Nine years of exploration have identified major energy sources for the future

Petro-Canada was created in 1975 when domestic and world energy supplies were uncertain. The Corporation addressed this situation by exploring the energy potential of Canada's frontier areas. These regions had not been extensively explored due to physical constraints, such as remoteness and harsh climates.

Over the last nine years, Petro-Canada has invested heavily in innovative and large-scale frontier exploration programs – spending a much greater proportion of its exploration budget in the frontiers than have its competitors. Both costs and risks were high due to technological unknowns, and because a long time period would elapse before any revenues could be expected from discoveries.

Participating in or operating almost two thirds of all frontier wells drilled since 1976, Petro-Canada has provided a major financial and technical boost to Canadian exploration activity.

In the East Coast offshore, Petro-Canada's major area of frontier operation, extensive seismic work followed by exploratory and delineation drilling has identified several fields that appear to be commercially viable. Petro-Canada is a major partner in all these discoveries, holding a 25 per cent interest in the Hibernia oil field, a 30 per cent share of the Venture gas reserves, a 45 per cent interest in the Glenelg and Alma gas discoveries and a 75 per cent interest in the Terra Nova oil discovery.

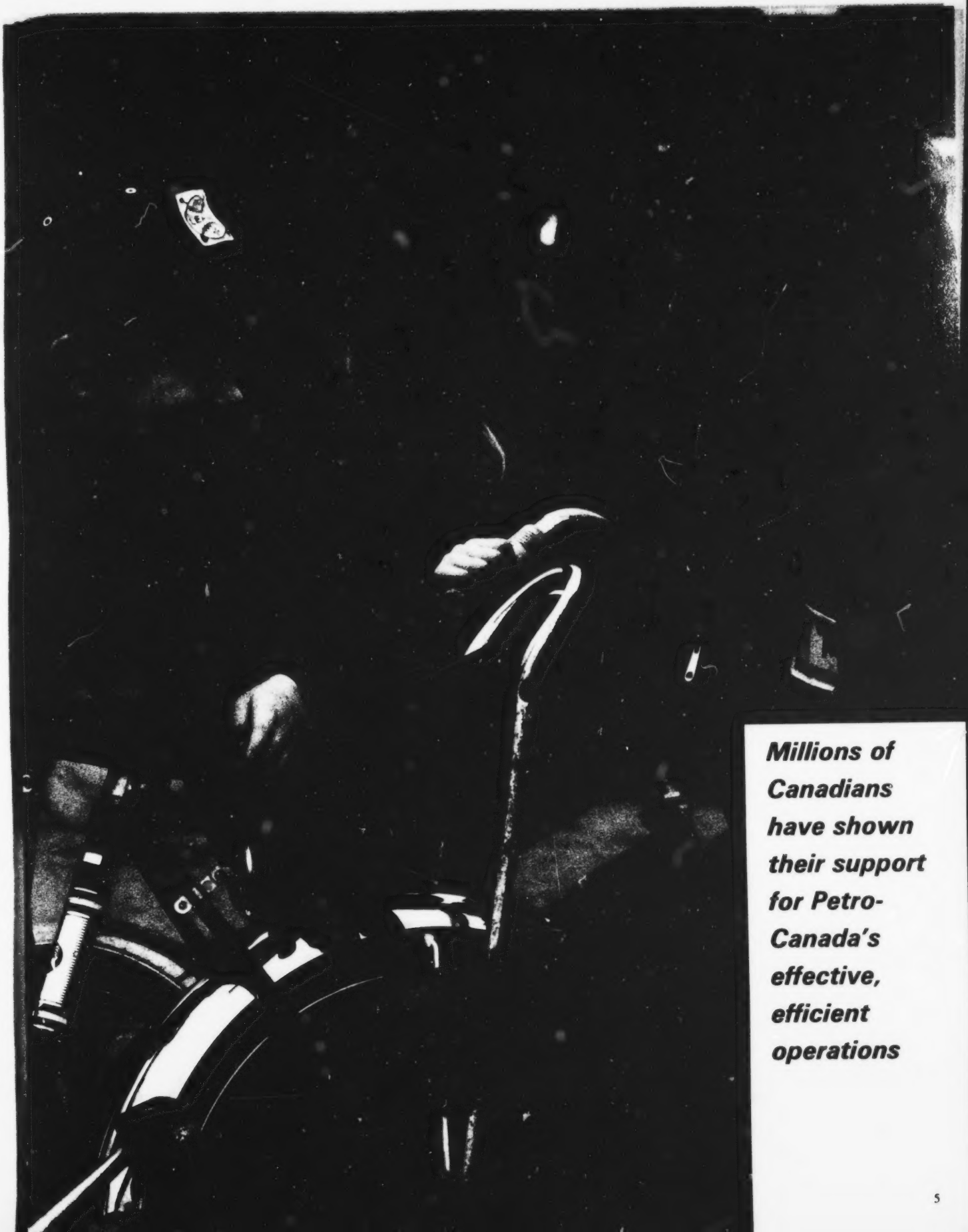
In Northern Canada, Petro-Canada is a participant in an encouraging condensate and gas discovery at Tuk, near the Mackenzie Delta. Through its 54 per cent shareholding in Panarctic Oils Ltd. and as a partner, the Corporation has participated in many gas and oil discoveries in the Arctic Islands.

Shorter term cash flow projects were given more emphasis in 1984

Recently, two factors have led Petro-Canada to alter its operating approach. First, the extensive exploration programs of previous years achieved their purpose. A general inventory of the oil and gas potential of Canada's frontiers was completed and commercially viable discoveries were identified. Petro-Canada's emphasis must now be to capitalize on earlier exploration successes by focusing investments on the development of discovered fields. This will provide new energy supplies for Canadians and be a source of profitability for the Corporation.

Second, economic slow-down and declining world oil prices forced a retrenchment throughout the oil and gas business. Petro-Canada's focus on high cost and

A national network of service stations has captured 15 per cent of the nation's retail gasoline market. About 80 per cent of the stations are operated by independent business people.



Millions of Canadians have shown their support for Petro-Canada's effective, efficient operations

The Canadian-built mini-submarine, Deep Rover, will assist East Coast offshore exploration programs.

long lead-time projects exposed the Corporation to a higher level of business risk than that facing its competitors. Petro-Canada now places increased emphasis on short-term profitability to maintain a sound and conservative financial base. Expenditure plans concentrate on projects which generate early cash flow, and on the delineation and development of the most attractive frontier discoveries.

Focus on efficiency and productivity led to improved financial performance

The Corporation's more narrowly focused investment strategy of the last two years has coincided with the implementation of efficiency and productivity programs to reduce costs. Productivity indices show that excellent results have been achieved. Petro-Canada is leanly staffed and, based on industry comparisons of capital additions and cash flow per employee, ranks favourably with other major oil and gas companies.

Cash flow reached a record level

Petro-Canada has been profitable every year of its operations, and in 1984 both cash flow and earnings reached record levels. For the past two years, cash flow performance has strengthened considerably. Using cash flow based indicators, the Corporation's financial performance compares favourably with that of major competitors. As explained in the Financial Review, Petro-Canada considers cash flow to be the most appropriate measure of both the Corporation's financial results and its financial strength and capacity.

A unique bottom line corporation

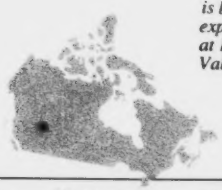
Since its inception, Petro-Canada has operated in the national interest under the overall direction of the Government of Canada. Again last year, the Corporation submitted its proposed capital budget to the Federal Government for review and approval. The purpose was to ensure that the Corporation's strategic direction and capital programs were financially prudent, had due consideration for commercial realities, and were broadly consistent with Canadian energy and economic development priorities.

Petro-Canada has endeavoured to apply private sector management behaviour to public policy initiatives, even when those projects could not, in themselves, make a major contribution to the Corporation's profitability. Past activities sought to achieve acceptable financial results in the pursuit of the national interest. Although Petro-Canada's new mandate emphasizes bottom line priorities, the Corporation still retains its unique character - a company owned by all Canadians that is fully integrated across Canada.

Good corporate citizenship is part of the way we do business

In recent years, Petro-Canada has invested more money in Canada than any other oil company. The Corporation's senior management ensures that Canadians and Canadian businesses benefit from this high level of expenditure. Investments are guided by a strong,

Innovative Canadian engineering supports Petro-Canada's extensive offshore exploration



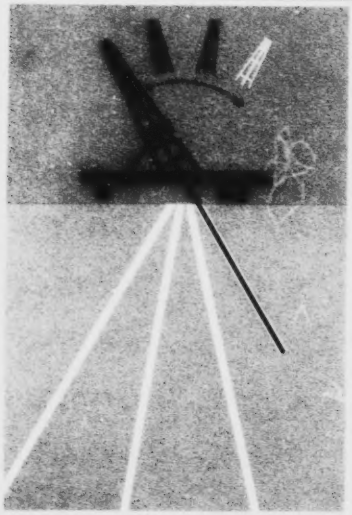
Slant-rig drilling is being used to expand production at Petro-Canada's Valhalla oil field.

integrated set of Canadian Benefits policies. The objective is to generate industrial, employment and social benefits from major projects and ongoing, smaller-scale activities.

Apart from its concern for Canadian economic benefits, Petro-Canada contributes to Canada's social and cultural well-being. The Corporation maintains an ongoing donations program stressing participation with, and grants to, educational, cultural, and health and welfare organizations.

Noteworthy in 1984 was the involvement of employees in two country-wide programs. In the United Way/Centraide campaign, the Corporation's staff nearly doubled their total previous year's contributions. The Employee Community Service Program, initiated in 1984, linked certain corporate donations to employee support for non-profit organizations.

Focusing on Petro-Canada Resources



Valhalla development drilling utilized an innovative slant-hole drilling technique. Four wells were drilled from a single pad, thus reducing lease, access and pipeline costs as well as environmental disturbance.

Expanding Western Canada operations contribute vital cash flow to the Corporation

Production records achieved

In Western Canada, Petro-Canada produced more natural gas, natural gas liquids and conventional oil in 1984 than it did in any previous year. Compared to 1983, production of natural gas increased 9 per cent, production of natural gas liquids rose 6 per cent, and production of conventional oil grew by 11 per cent. This provided a significant increase in cash flow to the Corporation.

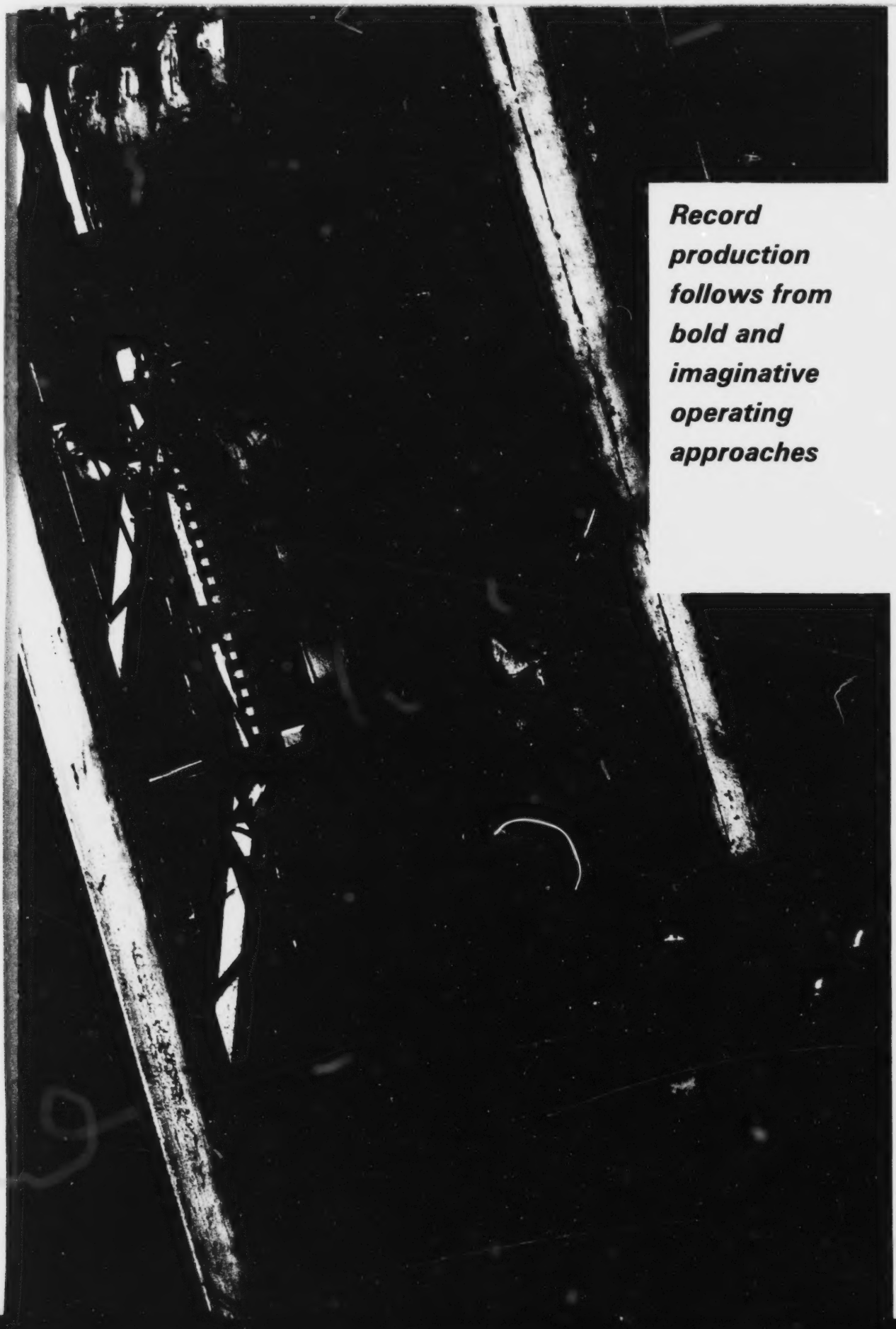
Conventional oil fields expanded

Record production levels were achieved through a deliberate investment strategy. This consisted of timely expansion of existing conventional oil fields and the rapid development of new discoveries, some of which progressed from discovery to full-scale operations within the year.

Bellshill Lake, Valhalla and Caroline are examples of existing fields where substantial increments to reserves and production were gained. At Bellshill, an infill drilling program was completed and the existing production facilities were expanded, both ahead of schedule and under budget.

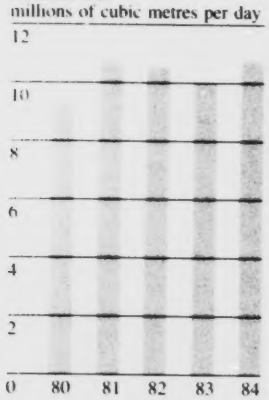
At the Valhalla oil field, which Petro-Canada discovered in 1981, primary development work was concluded in early 1984. To further increase production, a waterflood program was designed and its development was underway by year end.

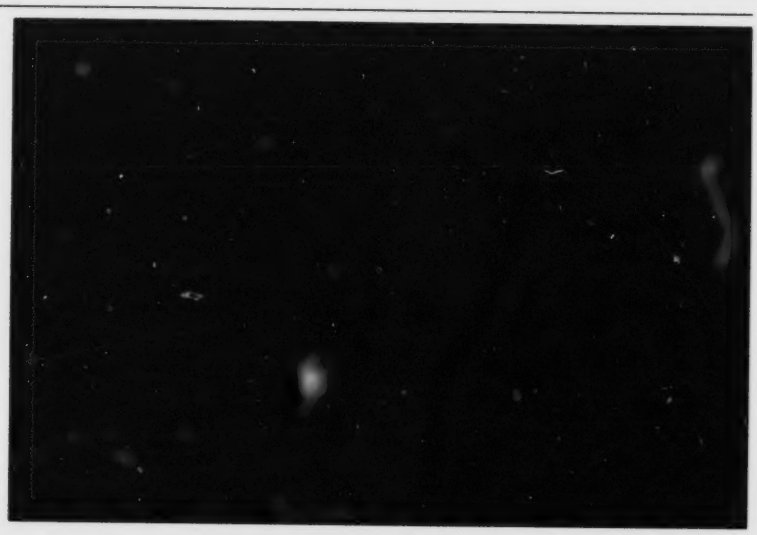
At Caroline, an innovative enhanced oil recovery project began operations. Using a recovery



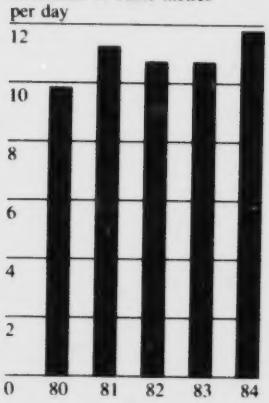
Record production follows from bold and imaginative operating approaches

Gross Production of Natural Gas
millions of cubic metres per day





Gross Production of Crude Oil and Natural Gas Liquids*
thousands of cubic metres per day

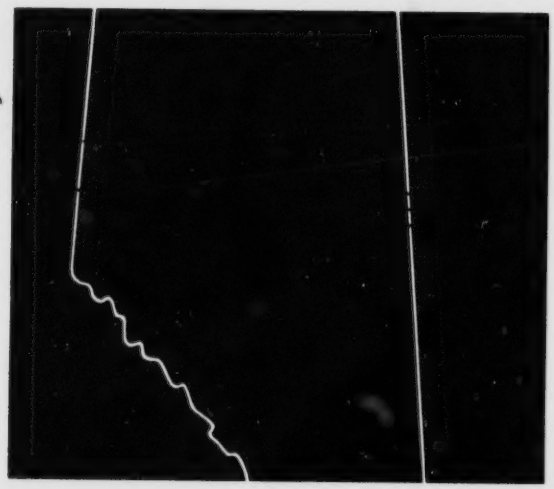


* excludes synthetic oil, natural gas liquids from straddle plant, and foreign crude oil

scheme in which water and natural gas are injected alternately into the reservoir, the project is expected to increase oil recovery from 19 per cent to 35 per cent over the life of the field. This is the first enhanced recovery project of its type to be initiated by Petro-Canada, and one of few in Alberta.

New discoveries move quickly to production

In concentrating on generating early cash flow, Petro-Canada shortened the time between discovery and full-scale development in several fields. At Salt Lake, in west-central Saskatchewan, the usual period required for exploration, testing and land consolidation prior to development was reduced to a few months. The field was discovered in September 1984; development began in late October, with 14 development wells drilled by February 1985 - five of which were on production by year end 1984. The new Salt Lake discovery is already contributing cash flow to Petro-Canada.



Petro-Canada has a 7.6 per cent interest in Spain's most important oil field - Casablanca. Located 45 km offshore in the Mediterranean Sea, the field is produced from a platform, with the oil moved to shore through a subsea pipeline.

Drilling activity reaches all-time high

Petro-Canada continued to be a leading driller in Western Canada, drilling more wells than in any previous year. Of the 164 exploratory wells in which Petro-Canada participated, 57 per cent were successful. Petro-Canada also participated in 384 development wells, of which 94 per cent were successful.

New construction projects underway

In 1984, construction proceeded on the Wolf Lake in situ oil sands project in northeastern Alberta. This partner-operated project, in which Petro-Canada has a 50 per cent interest, will provide the Corporation's first commercial in situ oil sands production. Utilizing steam injection, approximately 1 100 cubic metres of bitumen a day will be extracted from about 200 wells. Progress on the project has been rapid and start-up is now expected early in 1985. The total cost of the project, currently estimated at $114 million, will be much lower than the $150 million initially anticipated.

During the summer, construction began on a $63 million straddle plant at Taylor in northeastern British Columbia. The new plant, in which Petro-Canada is a 50 per cent partner, will be capable of recovering 1 080 cubic metres a day of propanes, butanes, and pentanes plus from the gas processed at the Taylor gas plant. Start-up is targeted for November, 1985.

In another natural gas-related construction project, Petro-Canada is building a sour gas processing plant at Brazeau, Alberta. The plant, in which Petro-Canada holds a 43 per cent interest, is scheduled for completion in mid-1985.

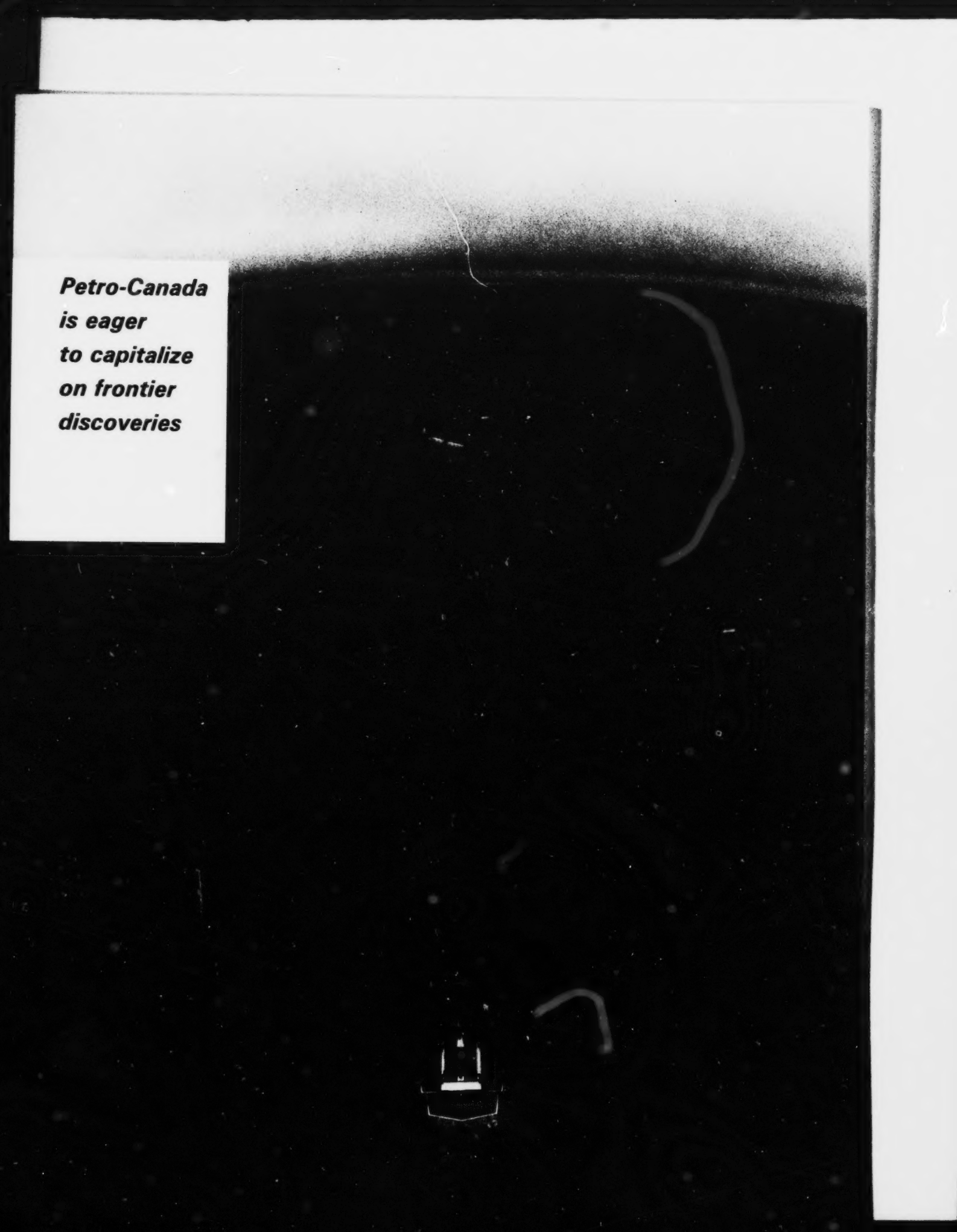
Fire prevented record production at Syncrude

Petro-Canada had anticipated that 1984 would be a record year for production of synthetic crude from the Syncrude plant near Fort McMurray. The Corporation's 17 per cent ownership in the plant yielded a 1984 production share of 852 300 cubic metres, down 23 per cent from 1983. The drop was caused by a fire at the plant in August. Prior to the fire, daily oil production had been at near-record levels. By late December, a successful repair program returned the plant to full production. Also during 1984, preliminary engineering work commenced on increasing plant capacity from 19 000 to 22 000 cubic metres a day. Total project cost will be in excess of $700 million and completion is anticipated by the end of 1987.

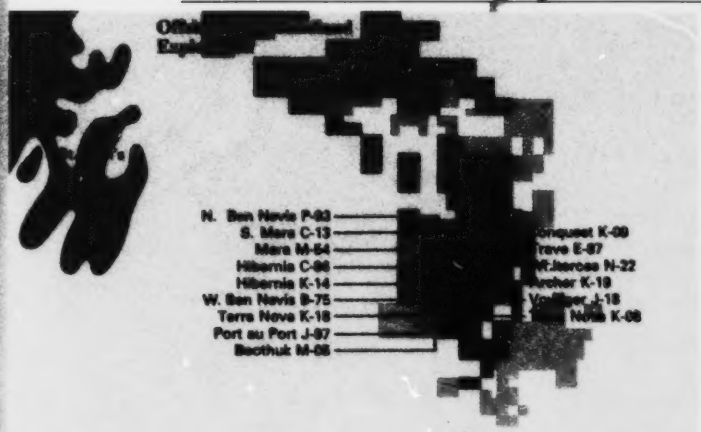
Frontier exploration focuses on earliest and most promising development opportunities

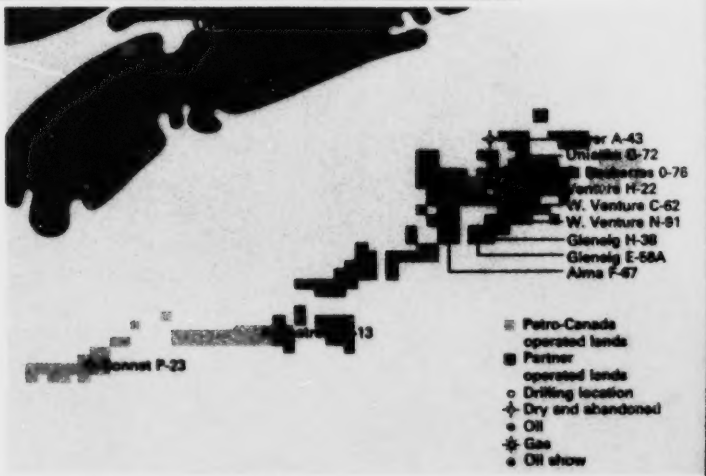
Scotian Shelf: Gas fields closer to development

In 1984, Scotian Shelf activity centred on the Sable Island area and, in particular, the Venture gas project. Petro-Canada earned a 30 per cent interest in this project by supporting an exploration program which included the 1979 discovery well. In 1984, further wells were drilled in the Venture area to gain a better understanding of the gas reserves. A preliminary plan to bring Venture gas ashore was filed with the Canada Oil and Gas Lands Administration. The total cost of the project is estimated at close to $2.5 billion.


Petro-Canada
is eager
to capitalize
on frontier
discoveries

The Sedco 710 semi-submersible drilling rig and a supply vessel near the 1984 Terra Nova oil discovery.





On December 7, 1984, Petro-Canada concluded the first agreement to sell Venture gas. NESP Supply Corporation, a U.S. consortium of three major pipeline companies, agreed to purchase 2.5 million cubic metres a day of natural gas. This arrangement is a solid step towards bringing Venture gas reserves into production and delivering them to market.

Apart from the Venture activity, Petro-Canada participated in seven other wells completed in 1984. Of these, Alma F-67 and Uniacke G-72 were significant new gas and condensate discoveries. Glenelg E-58A was a successful delineation gas well in a field discovered in 1983.

Grand Banks: Terra Nova boosts prospects

On the Grand Banks, the most exciting event of the year was the Petro-Canada operated Terra Nova K-08 discovery with combined test results of over 1 590 cubic metres of oil per day. A follow-up well, Terra Nova K-18, was a non-commercial oil find, while a second follow-up well, Beothuk M-05, was still drilling at year end. Petro-Canada holds a 75 per cent interest in the field. Following the discovery, an extensive 4 700 km three-dimensional seismic survey was conducted to provide additional data for delineation of the field.

Petro-Canada also operated a farm-in program on the nearby Ben Nevis block. The first well, West Ben Nevis B-75, is located between two earlier oil discoveries and was still being drilled at year end.

The Corporation continued to participate in exploration programs operated by partners. Nine wildcat wells were drilled and, of the four completed by year end, South Mara C-13 was a successful oil and gas discovery. Two delineation wells, Hibernia K-14 and Hibernia C-96, increased confidence in reserve estimates for the Hibernia oil field. Work is continuing with partners on preparing development plans for submission to regulatory agencies in 1985.

Testing the Terra Nova oil discovery from the Sedco 710 rig. 50 per cent owned by Petro-Canada.

In 1984, Petro-Canada continued its selective international exploration activities. Off the coast of the People's Republic of China, drilling proceeded using three partner-operated rigs. In Papua New Guinea, the Corporation purchased a 23.75 per cent interest in a highly prospective offshore permit.

Northern Canada: Steady participation and positioning for the future

In Northern Canada, Petro-Canada is active in the Arctic Islands through Panarctic Oils Ltd., in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and in the Mackenzie Valley. The Corporation's exploration strategy in these areas is one of positioning for development opportunities in the medium term.

Following several seasons of seismic work, Petro-Canada operated its first three wells in the Mackenzie Valley region in 1984. One of these, Hoosier Ridge N-22, was an encouraging oil show. In addition to the drilling, 2 046 km of seismic data were collected. To accelerate the 1984-85 winter seismic program, Petro-Canada farmed out part of its land holdings to two Canadian-owned companies.

Petro-Canada participated in four partner-operated wells in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea area. A well on the Tuktoyaktuk peninsula, Tuk M-09, was an encouraging gas and condensate discovery.

In Canada's interest: Efficient and effective operations

Cost trends lowered in operations

During 1984, Petro-Canada was successful in identifying and implementing a program of cost savings. In addition, further analysis using zero-based budgeting techniques outlined the benefits accruing from various project expenditures. This analysis showed that, building on measures already taken, a careful ranking of expenditures should lead to a continued reduction in costs in 1985.

Latest technologies developed and applied

Petro-Canada is researching new techniques for use in its enhanced oil recovery projects and heavy oil in situ projects. Particularly important in 1984 was work on the Kinsella "B" heavy oil pilot plant. The feasibility of fire-flooding in a previously water-flooded reservoir was tested, and the relative merits of oxygen and air injection were assessed. Follow-

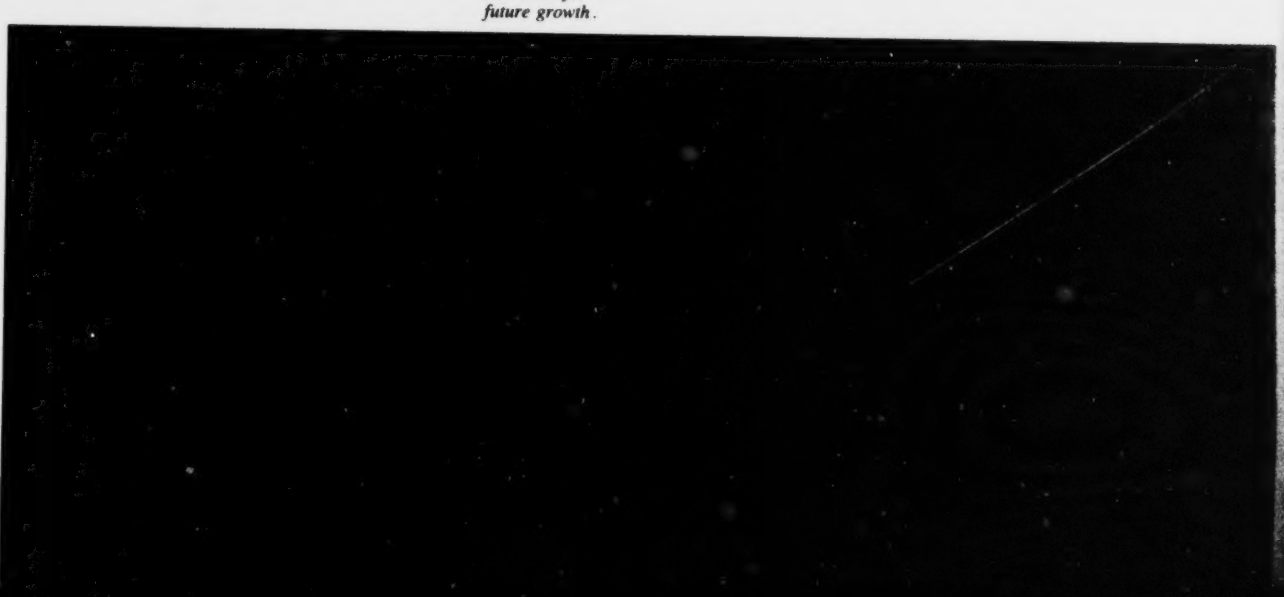
ing positive test results, construction commenced on an oxygen fireflood pilot. The project will come on stream in the second quarter of 1985.

Significant progress was made during 1984 in developing and applying modern technology to exploration in both Western Canada and the frontiers. Petro-Canada enhanced its capacity for computer mapping and analysis of exploration data. Newly developed computer technology has also improved the Corporation's ability to integrate large industry data banks into Petro-Canada's exploration system.

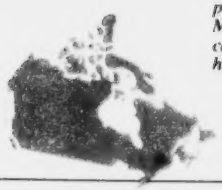
Projects bring industrial, employment and social benefits

Canadian entrepreneurs and workers gained new opportunities to develop their technology, products and skills to meet the supply needs of Petro-Canada's operations. For example, the Deep Rover, a technologically-advanced minisubmarine contracted to support the Corporation's East Coast operations, was developed and built by a Vancouver-based firm.

To enhance the safety of offshore operations, Petro-Canada's environmental scientists studied icebergs along Canada's East Coast in the fall of 1984.



Strong land and reserves position provides an excellent basis for future growth.



A new state-of-the-art project will improve the Montreal refinery's capacity to upgrade heavy residual fuel oils.

In the Northwest Territories, Petro-Canada's Mackenzie Valley exploration program brought benefits to Northerners. The Corporation conducted recruitment and training programs which enabled Northerners to fill about half of the seismic crew jobs and three-quarters of the drilling rig crew positions. In addition, Petro-Canada negotiated two purchase-leaseback agreements with Native organizations for almost $1 million worth of exploration and drilling camps and support equipment. Besides creating employment and business spin-offs for Northerners, these contracts allowed a direct and meaningful participation by local firms in northern oil and gas activities.

Coal development awaits improved markets

Engineering continued on the Petro-Canada led Monkman coal project, an open-pit, metallurgical coal mine located in northeastern British Columbia. In August, 1984, the Federal Investment Review Agency approved an application by a Japanese trading company to take an equity position in the project. Provincial government approval for the 3.3 million tonnes per year mine was obtained in 1982. Petro-Canada and its partners in the project await improvements in international coal markets before proceeding with construction.

Focusing on Petro-Canada Products

Competitiveness and profit margins were improved in a tight business environment

Operating margins dramatically improved in 1984

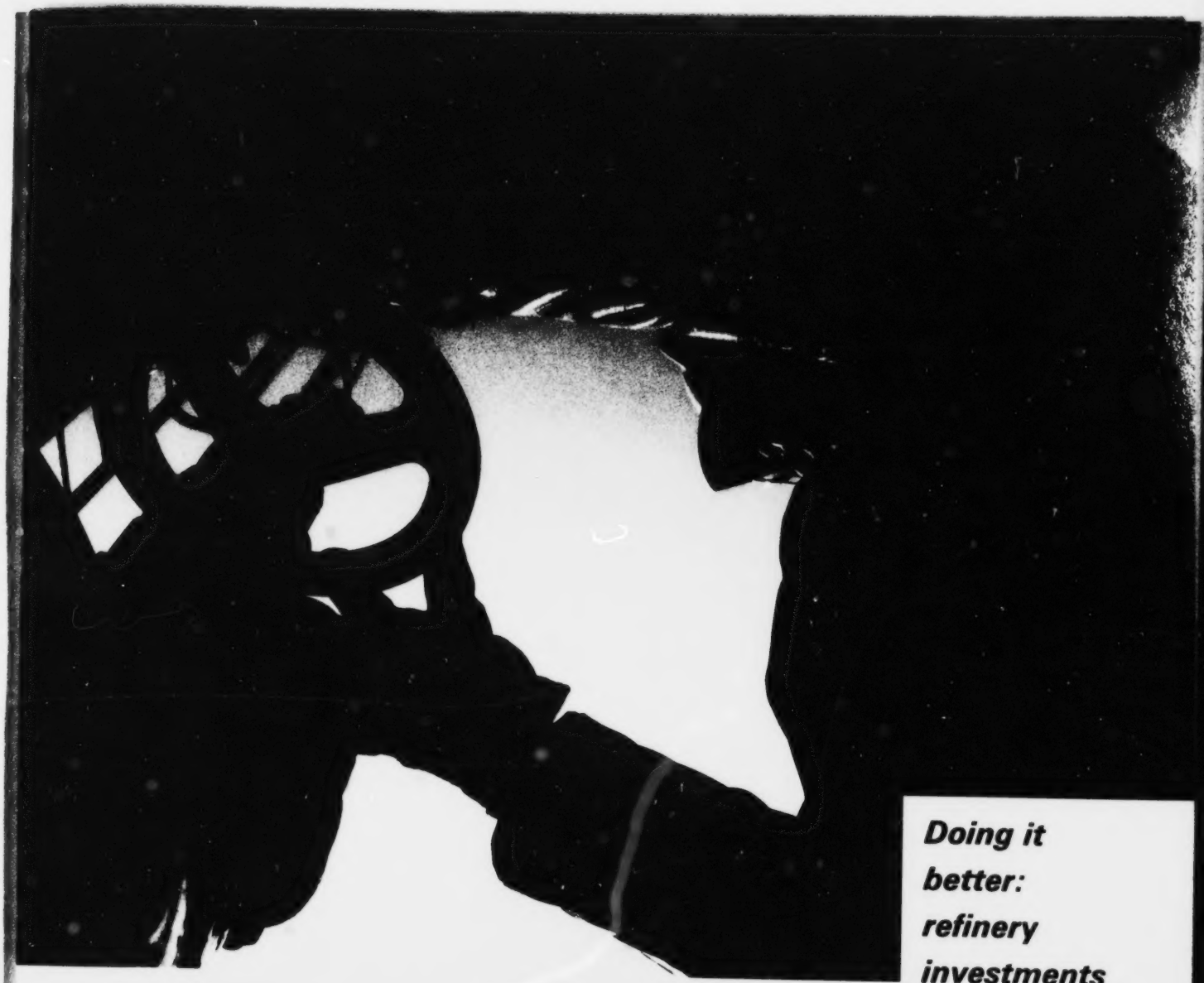
Petro-Canada's Products Division registered increased cash flow and operating margins in 1984. This was achieved as a result of management strategies designed to increase efficiencies and enhance competitiveness in a tight business environment. In an industry with uncertain product prices, high raw material costs and large fixed costs, constant attention has to be given to opportunities for cost reduction.

Efficiency program exceeds goal

To strengthen both current operating margins and long-term competitiveness, the Products Division carried out a comprehensive efficiency program in 1984. End of year results exceeded the targeted cost savings. The program included four major elements: staff reorganization, facility rationalization, refinery yield improvements, and more efficient credit systems.

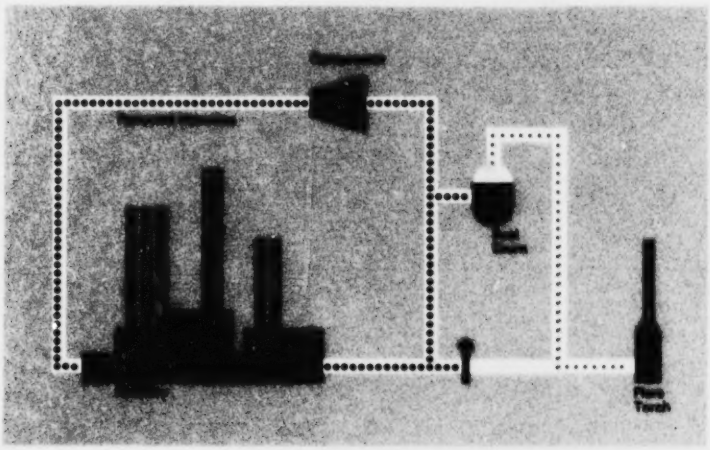
With a workforce that was already lean, staff reorganization involved changes that would optimize productivity. Total sales per employee increased by 11 per cent over 1983 levels. This improvement is significant in an industry with declining sales volumes.

Another thrust of the efficiency program was a rationalization of retail facilities. Emphasis was placed



Doing it better: refinery investments improve yields

To conserve energy in refineries, gases that would have been burned to relieve over-pressure situations are captured and returned to the refining process.



on higher volume and more profitable facilities following a nationwide analysis of consumer behaviour and marketing trends. The retail network was reduced to 2 485 stations at year end. Despite a difficult year for the industry, throughput per retail station increased by 12 per cent over 1983.

The third element of the efficiency program involved yield improvements at Petro-Canada's refineries. These are located in Montreal, Oakville, Ontario, and Taylor, British Columbia. Petro-Canada also holds a 49 per cent interest in the refinery at Port Moody, British Columbia. Substantial savings were achieved by conserving energy, and by monitoring refinery operations more closely to ensure that optimum operating conditions were maintained.

A measure to improve administrative efficiencies was the successful implementation of on-line credit management systems, resulting in faster receivables turnover.

Ongoing capital investments will increase refinery yields

Petro-Canada's refineries are being upgraded so that they will be more flexible and more efficient. More specifically, the refineries will be able to handle a wider mix of crude oils, respond better to shifting market demands for products, and produce more gasoline and distillate per unit of crude oil input.

In order to improve the Montreal refinery's capacity to upgrade heavy residual fuel oils, a demonstration plant for the CANMET hydrocracking process is being built as a working refinery component. When operational in late 1985, the $114 million plant will enable the refinery to produce a lighter product mix using cheaper, heavier crudes or smaller quantities of high-quality crude.

Also slated for completion in late 1985 is a project to replace the existing catalytic cracker at the Montreal refinery. The new unit will be significantly more energy efficient and capable of producing a wider variety of products. It will allow the refinery to respond more effectively to the needs of the market, including the phase-down of lead in gasoline. In addition, the new catalytic cracker will operate much more cleanly, well within environmental regulations.

At the Oakville refinery, Petro-Canada leased and refurbished a nearby dock. This opens new supply and product shipment opportunities for the previously land-locked plant. The dock also allows Petro-Canada to more easily transfer partly refined products between Montreal and Oakville. Beyond these capital investments, the Corporation is investigating the feasibility of further automation and computerization in its refineries.

Innovation and entrepreneurship spearhead Petro-Canada's management approach

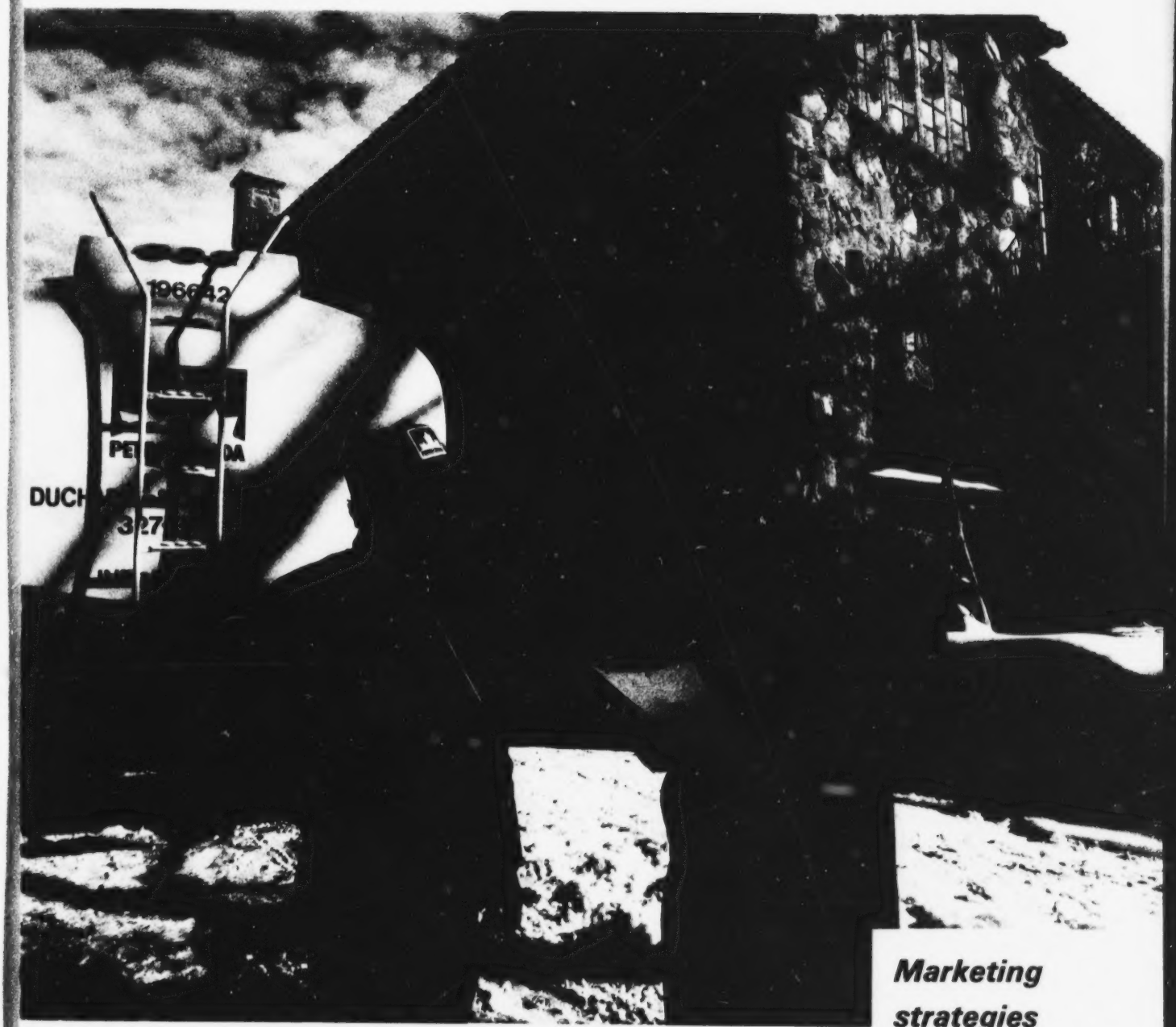
Partnerships with private business strengthen presence in residential fuel oil market

In Eastern and Central Canada, the Corporation has established several residential fuel oil partnerships. This move is partly a response to a contracting market for light fuel oil. It also transfers day-to-day operating control of Petro-Canada's residential fuel oil agencies to new partnerships run as private-sector businesses. In return, Petro-Canada retains a substantial interest in the new partnerships and benefits from both larger sales volumes and stronger market representation.

Small business approach to service station management

Entrepreneurship is also seen as the key to efficient and effective service station management. Many

Residential fuel oil being delivered in Montreal through a partnership between Petro-Canada and a private business.



Marketing strategies focus on the customer

While industry sales volumes have declined, Petro-Canada's share of the national retail gasoline market has risen through both acquisitions and growing customer acceptance.

service stations which were owned and operated by the Corporation have been turned over to independent business people. As with the residential fuel oil partnerships, Petro-Canada is demonstrating its confidence in the ability of small businesses to provide quality customer service.

Commercialization of CANMET experimental upgrading technology

The CANMET demonstration plant being constructed at the Montreal refinery involves the commercialization of a promising new process for upgrading heavy residual fuel oils. Encouraged by the results of a laboratory pilot plant, Petro-Canada decided that construction of an 800 cubic metres per day plant would demonstrate the commercial feasibility of the process. Construction is providing an estimated 800 person-years of employment and enhancing Canadian expertise in the conceptual and process engineering areas. With an expected total domestic content of 90 per cent, the project is generating substantial economic benefits for Canadians. In one important instance, instead of importing CANMET's two, heavy-walled, high-pressure vessels from traditional foreign suppliers, Petro-Canada encouraged two Canadian companies to pool their resources and build these units. When the CANMET process is proven on a commercial scale, Petro-Canada and the Canadian firms hired to engineer and build the demonstration plant will have strong prospects for marketing this technology elsewhere.

Growing market penetration results from strong Canadian identity and orientation to the customer

Maple Leaf logo attracts customers

At the end of 1984, Petro-Canada's logo was on display from coast to coast at 2 485 service stations and hundreds of agencies and distributorships. Petro-Canada stations served 15 per cent of the national retail gasoline market.

Quality promotions designed to give the consumer additional value

Many Canadians have chosen to buy gasoline at a Petro-Canada service station because of its Canadian identity. However, to ensure customer loyalty, Petro-Canada provides top quality products and efficient service. In 1984, quality promotions featuring added value to the customer formed a key element in the Corporation's marketing strategies.

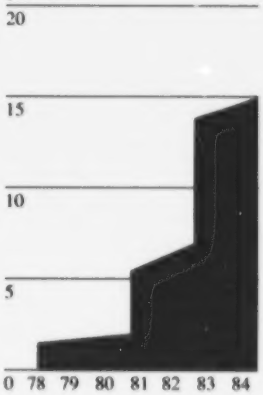
Company programs encourage highly motivated and well-trained dealers and agents

Customer orientation is also encouraged in a variety of programs designed to meet training needs and maintain high morale among dealers and agents. Examples are Club Excellence Awards and Civic Pride Tours. Widespread facility modernization complements these programs by providing a first-rate service environment.

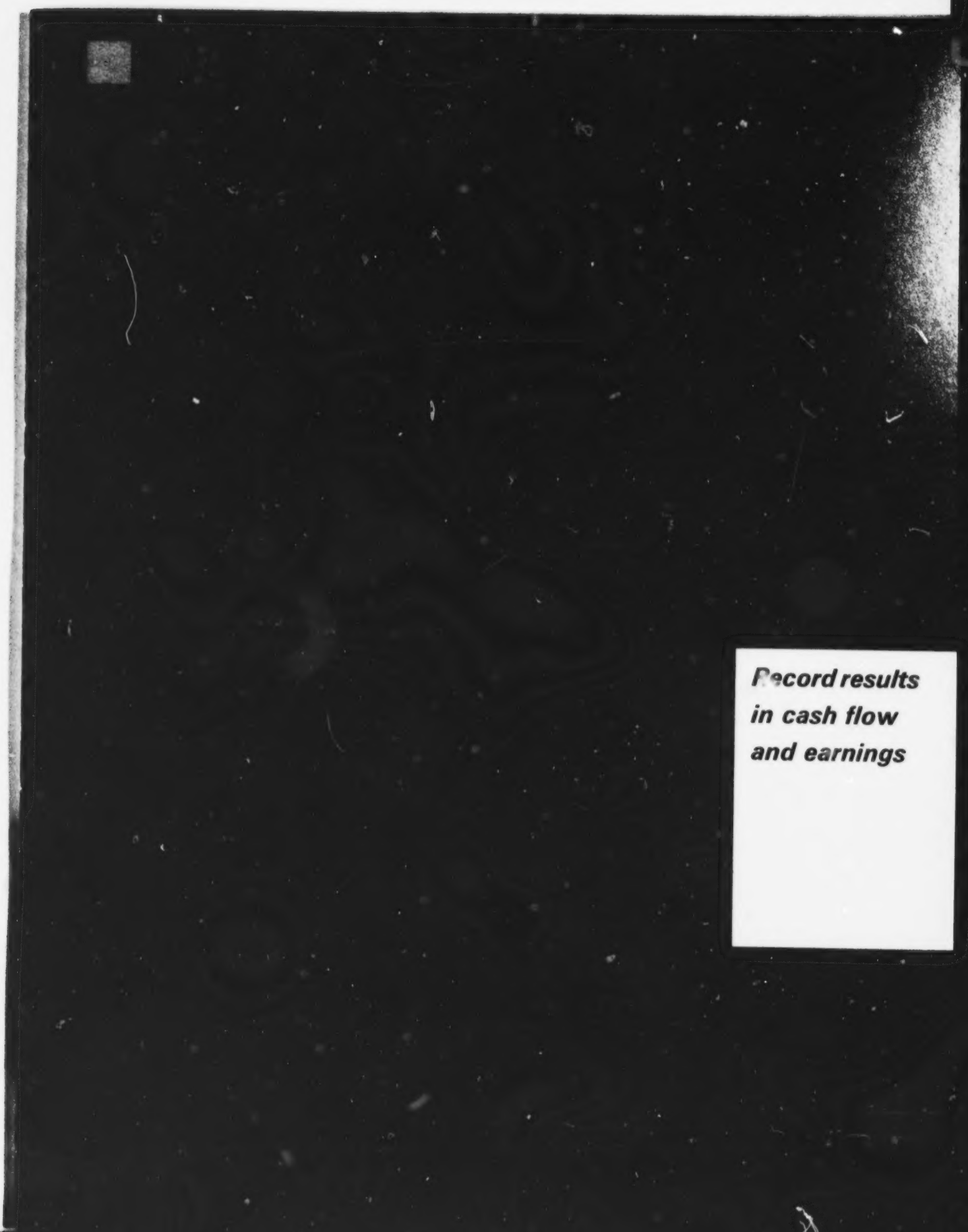
Corporate image enhanced through social investments

Petro-Canada has excellent opportunities to demonstrate good corporate citizenship. Involvement in sports, safety and regional and community events brought favourable exposure in 1984. For example, a long-term commitment to youth found expression in the sponsorship by almost 800 Petro-Canada dealers of local minor soccer teams.

Petro-Canada Retail Market Share*
per cent



* branded retail gasoline


Record results
in cash flow
and earnings

Financial Review

Cash Flow

Production of crude oil, natural gas and natural gas liquids in 1984 was the highest in the Corporation's history. This, together with improved margins in the refined oil products business generated record financial results for the year in terms of both cash flow and earnings. Internally generated cash reached $1 011 million, an increase of $264 million or 35 per cent over 1983. After deducting preferred share dividends, cash available for reinvestment and debt retirement was $911 million, a 38 per cent increase from $661 million in 1983.

The production of natural resources provides approximately 80 per cent of the Corporation's cash flow. Most investment decisions in the Natural Resources Division are made on the basis of cash flow, the primary concern being cash return on investment. Cash flow is much higher than earnings because in arriving at the latter, significant deductions are made for items which do not require cash outlays. These items include depreciation, depletion and amortization, and deferred income taxes. With respect to the latter item, earnings are charged with the full provision for income taxes, however capital expenditures on exploration and development provide deductions which defer the actual payment of income taxes to future periods. Since Petro-Canada is an active explorer and has a high level of capital expenditures, the amount of deferred income taxes charged to earnings is also high, amounting to $331 million in 1984.

Petro-Canada believes that since cash flow is the primary consideration in making investment decisions, internally generated cash is the best measure of the Corporation's financial results and the best indicator of financial strength and capacity.

Internally Generated Cash
(millions of dollars)

Internally Generated Cash Available For Reinvestment and Debt Retirement
(millions of dollars)

Earnings

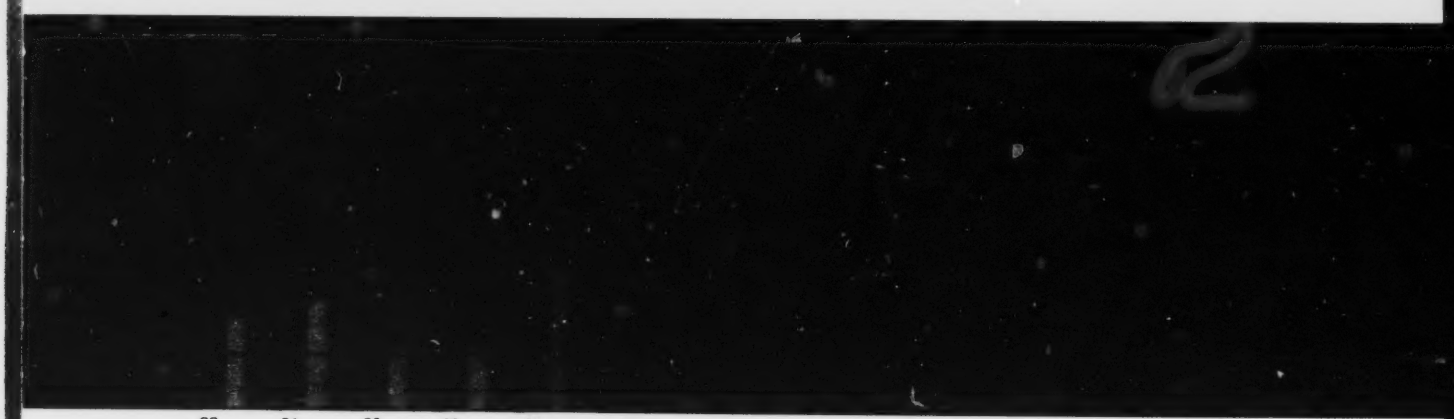
Earnings before income taxes and preferred share dividends were $605 million, up by $229 million or 61 per cent from 1983. Net earnings before dividends were $252 million, an increase of $135 million or 116 per cent over 1983. Net earnings after dividends were $151 million compared to $30 million in 1983.

During 1984, the Corporation introduced allocation procedures for overheads and income taxes which permit the measurement of earnings by business segment with more precision than formerly. The following table presents earnings for 1984 for the two business segments on this modified basis:

	Natural Resources	*Refined Oil Products*
	(millions of dollars)	
Operating revenue	$ 1 539	$ 3 431
Product and operating costs	(534)	(2 810)
Depreciation, depletion and amortization	(255)	(85)
Taxes other than income taxes	(122)	(222)
Operating earnings	628	314
Marketing, administrative and other, net	(53)	(277)
Income taxes	(361)	(10)
Net earnings*	$ 214	$ 27

*No allocations have been made to the business segments for financing charges.

Earnings
(millions of dollars)



Capital Expenditures

Capital expenditures on property, plant and equipment totalled $1 152 million, about 13 per cent higher than in 1983. Oil and gas exploration expenditures were $734 million. This amount included $565 million in the Canadian frontier areas, mainly in the Scotian Shelf, Grand Banks and Mackenzie Delta/Beaufort Sea regions, and $156 million in Western Canada and the Northwest Territories. Expenditures on development drilling, production facilities and enhanced recovery projects totalled $224 million and included major programs in the Alberta conventional oil producing fields at Bellshill Lake, Valhalla and Caroline. The Corporation's share of 1984 expenditures on the Wolf Lake in situ oil sands project in northeastern Alberta was $57 million. Downstream capital expenditures were $129 million, including $52 million for the CANMET upgrading demonstration plant at the Corporation's Montreal refinery.

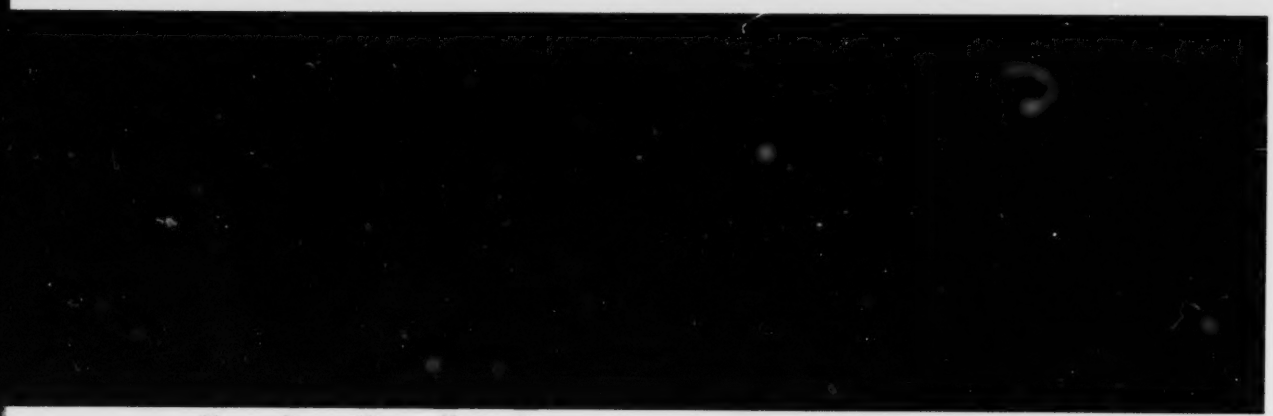
Although no equity funds will be received from the Government of Canada in 1985, the Corporation anticipates that internally generated cash will be sufficient to permit a capital expenditure program similar in scope to that of 1984.

Net Assets

At December 31, 1984, the consolidated assets of the Corporation amounted to $9 055 million. These consisted of: current assets $1 751 million; investments $600 million; property, plant and equipment $6 605 million and deferred charges of $99 million. Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income taxes, minority interest in subsidiary companies, and preferred shares issued by Petro-Canada Inc. resulted in net assets of $4 577 million, representing the Government of Canada's equity in the Corporation.

Dominion Securities Pitfield Limited ("DSP") released a report to the public in October 1984 entitled "Petro-Canada, an Examination of its Position in the Canadian Oil Industry". This report describes the operating activities and financial position of the Corporation and makes comparisons between Petro-Canada and its major competitors. DSP appraised the value of the shareholder's equity at $6.6 billion, a figure considerably in excess of the Government's investment of approximately $4 billion. The DSP study is an indication that the investment community is showing increasing interest in Petro-Canada as a major participant in the Canadian energy industry.

Capital Expenditures
(millions of dollars)



Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department whose functions include reviewing the systems of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors to satisfy itself that responsibilites are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report

PEAT MARWICK

To the Honourable Patricia Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1984 and the consolidated statements of earnings, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at December 31, 1984 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, except for the change in the method of accounting for foreign currency translation as explained in Note 2 to the consolidated financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report that, in our opinion, the transactions of the Corporation and its consolidated wholly-owned subsidiaries that have come to our notice in the course of our examination of the consolidated financial statements of Petro-Canada were, in all significant respects, in accordance with the Financial Administration Act and the regulations thereto, the charter and by-laws of the Corporation and its consolidated wholly- owned subsidiaries and any directives given to the Corporation.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.

Chartered Accountants

Calgary, Canada
February 20, 1985

Petro Canada

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

Assets	1984	1983
Current Assets		
Cash and short-term deposits	**$ 32 819**	$ 55 584
Accounts receivable	**827 894**	787 876
Inventories (Note 4)	**845 715**	711 006
Income taxes recoverable	**23 036**	27 265
Deposits and prepaid expenses	**21 394**	18 674
	1 750 858	1 600 405
Investments (Note 5)	**599 852**	312 269
Property, Plant and Equipment, net (Note 6)	**6 605 366**	6 247 689
Deferred Charges (Note 7)	**99 206**	78 662
	$9 055 282	$8 239 025

Approved on behalf of the Board

Director

Director

Liabilities and Shareholder's Equity	**1984**	1983
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	**$ 807 913**	$ 792 531
Current portion of long-term debt	**47 102**	30 252
	855 015	822 783
Long-Term Debt (Note 8)	**109 947**	158 156
Advances on Future Natural Gas Deliveries	**173 436**	153 170
Minority Interest in Subsidiaries (Note 9)	**419 813**	422 915
Deferred Income Taxes	**1 608 412**	1 277 356
Redeemable Preferred Shares (Note 10)	**1 312 080**	1 394 085
Capital (Note 11)	**4 161 072**	3 736 072
Contributed Surplus	**62 461**	62 461
Retained Earnings	**353 046**	212 027
	4 576 579	4 010 560
	$9 055 282	$8 239 025

Petro-Canada

Consolidated Statement of Earnings

For the Year Ended December 31, 1984

(Stated in thousands of dollars)

	1984	1983
Revenue		
Operating	**$4 881 293**	$4 123 817
Investment and other income	**110 132**	48 526
	4 991 425	4 172 343
Expenses		
Crude oil and product purchases	**2 780 170**	2 410 131
Producing and refining	**475 331**	393 377
Marketing, general and administrative	**407 442**	345 744
Depreciation, depletion and amortization	**367 911**	329 897
Taxes other than income taxes (Note 12)	**343 784**	285 636
Interest on long-term debt	**11 324**	29 027
Other interest	**—**	2 325
	4 385 962	3 796 137
Earnings Before Undernoted Items	**605 463**	376 206
Provision for Income Taxes (Note 13)		
Deferred	**331 056**	227 788
Current	**27 836**	21 178
	358 892	248 966
	246 571	127 240
Minority Interest	**4 961**	5 823
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	**251 532**	133 063
Extraordinary Items	**—**	16 515
Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	**251 532**	116 548
Dividends on Redeemable Preferred Shares (Note 10)	**100 083**	86 379
Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares	**$ 151 449**	$ 30 169

Petro-Canada

Consolidated Statement of Retained Earnings

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

	1984	1983
Retained Earnings at Beginning of Year	**$ 212 027**	$186 232
Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	**251 532**	116 548
Dividends on Redeemable Preferred Shares	**(100 083)**	(86 379)
Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares	**151 449**	30 169
Exchange Adjustment on Redemption of Redeemable Preferred Shares (Note 10)	**(10 430)**	(4 374)
Retained Earnings at End of Year	**$ 353 046**	$212 027

Petro-Canada

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

	1984	1983
Internally Generated Cash		
Working capital provided from operations (Note 14)	**$ 939 529**	$ 676 315
Proceeds from sale of property, plant and equipment	**51 454**	41 911
Advances on future natural gas deliveries	**20 266**	28 844
Internally generated cash	**1 011 249**	747 070
Investment Activities		
Acquisition of BP Refining and Marketing Canada Limited	**—**	115 781
Less cash acquired	**—**	(24 695)
	—	91 086
Expenditures on property, plant and equipment	**1 151 820**	1 019 252
Petroleum Incentive Program grants	**(380 304)**	(468 488)
Increase (decrease) in operating working capital (Note 15)	**140 986**	(34 485)
Increase (decrease) in investments, net	**282 103**	(1 412)
Increase in deferred charges, net	**14 196**	12 208
(Increase) decrease in minority interest in subsidiaries	**(1 859)**	438 443
	1 206 942	1 056 604
Financing Activities and Dividends		
Issue of common shares	**425 000**	642 917
Dividends on redeemable preferred shares	**(100 083)**	(86 379)
Proceeds from issue of long-term debt	**—**	404 289
Reduction of long-term debt	**(59 554)**	(549 941)
Redemption of redeemable preferred shares	**(92 435)**	(74 664)
	172 928	336 222
Increase (Decrease) in Cash	**(22 765)**	26 688
Cash at Beginning of Year	**55 584**	28 896
Cash at End of Year	**$ 32 819**	$ 55 584

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1984

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada, an agent of Her Majesty in the right of Canada, and of all subsidiary companies ("the Corporation") except Canertech Inc. which is excluded for the reason described in Note 5.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired and is amortized over the life of these assets.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for on the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for its investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration. The Corporation applies a "ceiling test", to capitalized costs in each producing cost centre, to ensure that such costs do not exceed the estimated future net revenues from production of proven reserves, at current prices and operating costs, together with the estimated fair market value of unevaluated properties.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, the Syncrude Project, each foreign area in which the Corporation has an interest, each of five Canadian frontier areas and for other oil sands leases.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(e) Depreciation, Depletion and Amortization

Costs incurred in non-frontier Canada, the Syncrude Project and in producing foreign cost centres are depreciated or depleted separately on the unit of production method based on estimated proven recoverable oil and gas reserves. For purposes of calculating depreciation and depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Depreciation of other plant and equipment is provided on either the unit of production method or the straight line method as appropriate. Annual straight line depreciation rates range from 2.0% to 25.0%.

(f) Deferred Charges

Costs relating to the removal of overburden from oil sands which will be mined in future years are deferred and are charged to earnings when the related oil sands are mined.

The Corporation defers costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to certain transportation, production and other projects. Upon completion of studies leading to the commencement of a project or enhancement of an existing project the applicable expenditures are transferred to property, plant and equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project, otherwise, all associated costs are charged to earnings at that time.

Note 1. (Continued)
Certain costs relating to the Corporation's marketing reidentification program are deferred and amortized on a straight line basis over the periods during which benefits are expected to be realized.

(g) Federal Petroleum Compensation Program
Under the oil compensation program the Federal Government compensates eligible importers for a portion of certain costs with respect to petroleum consumed in Canada, provided they maintain prices for certain products at levels not to exceed those suggested by the Government. Compensation received under the program is reflected as a reduction of crude oil and product purchases. The Federal Government also compensates producers of synthetic crude oil. Compensation received by the Corporation for its share of production from the Syncrude Project is included in operating revenue.

(h) Income Taxes
The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming depreciation, exploration, development and other costs for income tax purposes which differ from the related amounts charged to expense in the financial statements. The Corporation accounts for investment tax credits on the flow-through method.

(i) Translation of Foreign Currency
Current assets, except inventories and prepaid expenses, current liabilities and long-term debt are translated at rates of exchange in effect at the balance sheet date. Long-term assets, inventories, prepaid expenses, deferred income taxes and redeemable preferred shares are translated at rates of exchange in effect at the respective transaction dates. Revenue and expense items are translated at the average rates of exchange in effect during the year, except for depreciation, depletion and amortization which reflect rates of exchange at the date when the assets were acquired.

The resulting exchange gains or losses are included in earnings, except for unrealized exchange gains or losses arising on translation of long-term debt which are deferred and amortized over the remaining term of the debt.

Foreign operations are integrated with the Corporation's other activities and are translated in the above described manner.

(j) Pension Plans
Costs of pension benefits for current services of employees are funded and charged to earnings as they accrue. Costs arising from amendments to pension plans which relate to services of employees in prior years and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Change in Accounting Policy

Effective January 1, 1984 the Corporation changed its method of accounting for translation of foreign currency in accordance with the recommendations issued by the Canadian Institute of Chartered Accountants (Note 1(i)).

Prior to 1984, the long-term debt repayable in foreign currencies was translated at rates of exchange in effect when the debt was incurred and exchange gains or losses were included in earnings as realized. While the effect of this change on the current year's earnings is not material, a deferred charge of $9 085 000 has been recognized at December 31, 1984 (Note 7).

This change, which would not have had a material effect on 1983 earnings, has been applied prospectively.

3. Acquisitions

(a) Petro-Canada Products Inc. ("Products")

Pursuant to a tender offer dated February 28, 1983 the Corporation committed to acquire all of the outstanding voting and non-voting shares of Products (formerly BP Refining and Marketing Canada Limited) for an aggregate consideration (including estimated expenses) of $419 805 000.

Effective March 1, 1983 the Corporation acquired 100% of the voting shares and 9.4% of the non-voting shares for a consideration of cash and accrued expenses of $121 586 000. During 1984 the Corporation acquired an additional 0.4% of the outstanding non-voting shares for a cash consideration of $1 165 000, which increased its interest to 9.8% of the non-voting shares. Under the offer the Corporation has agreed to acquire all of the outstanding non-voting shares, not previously acquired, in 1985 at a purchase price which reflects an escalation of the initial price offered in recognition of an interest factor. Accordingly, the minority interest is stated at the estimated cost of acquiring all of the outstanding non-voting shares not already acquired by the Corporation.

Details of the acquisition, which has been accounted for by the purchase method, are as follows:

Book value of acquired assets		$ 508 123
Book value of assumed liabilities		(378 732)
		129 391
Excess of attributed value over book value of acquired net assets:		
Refining and marketing	$286 089	
Long-term debt	4 325	290 414
Net assets acquired at attributed value		419 805
Minority interest at December 31, 1984 (Note 9)		297 054
Consideration to December 31, 1984		$ 122 751

During the period January 1 to February 20, 1985 the Corporation acquired an additional 87.4% of the outstanding non-voting shares for an aggregate consideration of $288 275 000, increasing its interest to 97.2% of the non-voting shares. Funds were provided from cash held for use in tender offer of $123 000 000 (Note 5) and from an issue of long-term debt of $165 275 000. The offer is open until February 25, 1985 and it is proposed that the Corporation will redeem, on or before May 27, 1985, any shares not acquired under the offer at $15.34 per share.

(b) Panarctic Oils Ltd. ("Panarctic")

During 1984 the Corporation acquired additional common shares in Panarctic in consideration for exploration expenditures incurred, and maintained its interest at 54.4% of the outstanding common shares.

4. Inventories

Inventories consist of:

	1984	1983
Crude oil, refined products and merchandise	**$768 774**	$601 100
Materials and supplies	**76 941**	109 906
	$845 715	$711 006

5. Investments

Investments consist of:

	1984	1983
At equity		
Petro-Canada Centre	**$222 505**	$ 86 353
Westcoast Transmission Company Limited	**176 984**	173 949
Sedpex Inc.	**20 952**	18 133
Other	**4 418**	4 247
At cost		
Cash held for use in tender offer (Note 3)	**131 879**	—
Mortgages and other investments	**43 114**	29 587
Canertech Inc.	**—**	—
	$599 852	$312 269

Petro-Canada Centre
At December 31, 1984 the Corporation held 50% of a joint venture which owns Petro-Canada Centre, an office complex in Calgary. The Corporation has entered into a long-term lease for use of a portion of the complex (Note 20) and has guaranteed $64 500 000 of long-term debt related to the facility.

Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast")
At December 31, 1984 the Corporation held 31.2% of the total outstanding common shares of Westcoast.

The value assigned to the investment in Westcoast, when it was acquired by the Corporation, and the cost of subsequent share purchases exceeded the underlying net book value at the dates of acquisition. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1984 and 1983, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was $190 924 000.

Sedpex Inc.
At December 31, 1984 the Corporation held 50% of the total outstanding common shares of Sedpex Inc., a company which owns a semi-submersible drilling vessel. This vessel is under lease to the Corporation (Note 20).

Canertech Inc. ("Canertech")
The accounts of Canertech, a wholly-owned subsidiary company, have been excluded from consolidation because a formal plan exists to dispose of the investment in the subsidiary. In response to a directive by the Government of Canada, the Corporation incorporated Canertech in 1981 to develop alternate energy sources. At that time the Government indicated its intention of purchasing the Corporation's investment at cost and establishing Canertech as an independent crown corporation. During 1984 the Government directed the Corporation to bring about the dissolution of Canertech. The Corporation's investment in Canertech is carried in the accounts at its original cost of $1.

6. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1984			1983
	Cost *	*Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization*	*Net*	*Net*
Oil and gas				
Canada				
- non-frontier areas	**$3 748 266**	**$ 649 700**	**$3 098 566**	$3 024 133
- frontier areas	**1 139 088**	**214 890**	**924 198**	778 585
Foreign	**142 824**	**60 221**	**82 603**	60 977
Refining and marketing	**1 602 230**	**208 962**	**1 393 268**	1 361 741
Oil sands				
Syncrude Project and related leases	**574 653**	**73 947**	**500 706**	484 610
Other oil sands leases and expenditures thereon	**265 052**	**49 791**	**215 261**	162 997
Natural gas liquids	**183 765**	**50 965**	**132 800**	134 418
Other property and equipment	**337 463**	**79 499**	**257 964**	240 228
	$7 993 341	**$1 387 975**	**$6 605 366**	$6 247 689

*Cost is net of related Petroleum Incentive Program grants.

7. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1984	1983
At cost		
Oil sands overburden removal costs	**$41 511**	$38 208
Less portion related to oil sands to be mined within one year	**10 730**	7 734
	30 781	30 474
Polar Gas Project	**18 651**	17 626
At amortized cost		
Marketing reidentification	**35 274**	30 202
Translation adjustment on long-term debt	**9 085**	—
Other	**5 415**	360
	$99 206	$78 662

8. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	**1984**	1983
In Canadian dollars			
8.25% unsecured notes	1993	**$ 14 375**	$ 14 143
Promissory notes, bearing interest at prime rate	1985	**13 192**	15 692
Unsecured loans, bearing interest at prime rate to ½% above prime rate	1985	**9 500**	26 722
5.75% unsecured notes	1986	**6 961**	8 265
Other loans and long-term obligations	1985 - 1997	**1 923**	10 222
In United States dollars			
9% unsecured notes ($45 000 000 U.S.)	1996	**59 466**	57 976
7.75% unsecured notes ($16 000 000 U.S.)	1993	**21 142**	16 191
8.45% unsecured notes ($15 000 000 U.S.)	1987	**19 821**	23 992
5.25% unsecured notes ($6 500 000 U.S.)	1985	**8 589**	12 835
5.75% - 6.25% mortgages ($1 574 000 U.S.)	1988	**2 080**	2 370
		157 049	188 408
Less current portion		**47 102**	30 252
		$109 947	$158 156

Repayment of long-term debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1985 - $47 102 000
1986 - $19 364 000
1987 - $13 039 000
1988 - $ 7 317 000
1989 - $ 7 315 000

9. Minority Interest in Subsidiaries

Minority interest in subsidiaries consists of:

	1984	1983
Panarctic		
Common shares	**$138 278**	$135 254
Equity in earnings	**(15 519)**	(10 558)
	122 759	124 696
Petro-Canada Products Inc.		
Non-voting common shares	**297 054**	298 219
	$419 813	$422 915

10. Redeemable Preferred Shares

The redeemable preferred shares, which were issued by a subsidiary to a group of Canadian chartered banks, are floating rate, cumulative, redeemable and non-voting. The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at $100 U.S. per share, plus accrued dividends. In 1984 the subsidiary exercised its option to redeem 700 000 shares (1983 - 600 000 shares) for a consideration of $70 000 000 U.S. (1983 - $60 000 000 U.S.) and 11 200 000 shares were outstanding at December 31, 1984.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over a nine year period ending December 31, 1993, or in the event of certain other occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at $100 U.S. per share, plus accrued dividends. These annual options increase from $75 000 000 U.S. to $170 000 000 U.S. over the remaining period.

Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1984, the dividend rate was approximately 6% per annum.

11. Capital

Authorized

In the aggregate the authorized capital is:

(a) 71 188 common shares with a par value of $100 000 each.

(b) Preferred shares issued to the Government of Canada provided that the amount of such shares together with any loans received, and outstanding, from the Consolidated Revenue Fund of the Government of Canada is not in excess of $1 billion.

Issued (to the Government of Canada)

	1984		1983	
	Number of Shares	*Consideration*	*Number of Shares*	*Consideration*
Common Shares				
Balance at beginning of year	**27 633**	**$2 763 300**	21 221	$2 122 100
For cash	**4 250**	**425 000**	3 675	367 500
For funds received from the Canadian Ownership Account	**—**	**—**	2 737	273 700
Balance at end of year	**31 883**	**3 188 300**	27 633	2 763 300
Preferred Shares				
Balance at beginning and end of year	**972 771 853**	**972 772**	972 771 853	972 772
Total Capital at End of Year		**$4 161 072**		$3 736 072

The preferred shares have a par value of $1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

12. Taxes Other than Income Taxes

Taxes other than income taxes consist of:

	1984	1983
Federal sales tax	**$184 508**	$148 327
Petroleum and gas revenue tax	**118 536**	106 850
Other	**40 740**	30 459
	$343 784	$285 636

13. Income Taxes

The provision for income taxes of $358 892 000 (1983 -$248 966 000) represents an effective rate of 59.3% (1983 - 66.2%) on earnings before income taxes of $605 463 000 (1983 -$376 206 000).

The computation of the provision, which requires adjustment to earnings before income taxes for non-taxable and non-allowable items, is as follows:

	1984	1983
Earnings before income taxes	**$605 463**	$376 206
Add (deduct)		
Royalties and other payments to provincial governments	**327 560**	302 698
Federal allowances		
Resource allowance	**(245 909)**	(221 470)
Tax depletion	**(29 268)**	(31 157)
Inventory allowance	**(10 498)**	(22 560)
Petroleum and gas revenue tax	**118 536**	106 850
Non-deductible amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies	**83 566**	63 966
Non-deductible depreciation, depletion and amortization	**24 284**	21 646
Equity in earnings of affiliates	**(20 536)**	(24 227)
Foreign exchange (gains) losses	**(4 846)**	8 846
Other	**291**	2 066
Earnings as adjusted before income taxes	**$848 643**	$582 864
Canadian federal income tax at 46% (1983 - 46.9%) applied to earnings as adjusted	**$390 376**	$273 363
Provincial and other income taxes, net of federal abatement	**3 721**	9 909
Deduct tax rebates and credits		
Federal investment tax credit	**(18 829)**	(18 025)
Provincial income tax rebate plans	**(9 080)**	(14 211)
Scientific research tax credits	**(7 296)**	(2 070)
Provision for income taxes	**$358 892**	$248 966

14. Working Capital Provided from Operations

Working capital provided from operations consists of:

	1984	1983
Net earnings before extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	**$251 532**	$133 063
Add (deduct):		
Depreciation, depletion and amortization	**367 911**	329 897
Deferred income taxes	**331 056**	227 788
Equity earnings, net of dividends received	**(5 302)**	(9 900)
Other	**(5 668)**	(4 533)
	$939 529	$676 315

15. Change in Components of Operating Working Capital

The increase (decrease) in operating working capital consists of the following movements during the year:

	1984	1983
Accounts receivable	**$ 40 018**	$ 38 274
Inventories	**134 709**	(44 285)
Income taxes recoverable	**(4 229)**	55 892
Deposits and prepaid expenses	**2 720**	6 237
Accounts payable and accrued liabilities	**(15 382)**	(141 780)
Current portion of long-term debt	**(16 850)**	43 034
Operating working capital deficiency acquired upon acquisition of BP Refining and Marketing Canada Limited	**—**	8 143
	$140 986	$ (34 485)

16. Pension Plans

Based on the most recent actuarial valuations of the Corporation's pension plans the unfunded past service pension obligations at December 31, 1984 are approximately $54 000 000. All accrued, including vested, benefits at December 31, 1984 are fully funded.

17. Material Transactions with Related Parties

The Corporation has transactions with the Government of Canada and its agencies which are in the normal course of business and are therefore on the same terms as those accorded to non-related parties.

18. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

Natural Resources

Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals; extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

Refined Oil Products

Purchase and sale of crude oil; refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	Natural Resources		*Refined Oil Products*		*Eliminations*		*Total*	
	1984	1983	**1984**	1983	**1984**	1983	**1984**	1983
Sales to customers	**$1 450 252**	$1 175 122	**$3 431 041**	$2 948 695	**$ —**	$ —	**$4 881 293**	$4 123 817
Inter-segment transfers	**88 572**	216 016	**—**	—	**(88 572)**	(216 016)	**—**	—
Total Operating Revenue	**1 538 824**	1 391 138	**3 431 041**	2 948 695	**(88 572)**	(216 016)	**4 881 293**	4 123 817
Product costs and operating expenses	**534 472**	467 705	**2 809 601**	2 551 819	**(88 572)**	(216 016)	**3 255 501**	2 803 508
Depreciation, depletion and amortization	**254 473**	221 981	**85 494**	86 998	**—**	—	**339 967**	308 979
Taxes other than income taxes	**121 688**	109 713	**222 096**	175 923	**—**	—	**343 784**	285 636
Total Operating Expenses	**910 633**	799 399	**3 117 191**	2 814 740	**(88 572)**	(216 016)	**3 939 252**	3 398 123
Operating Earnings	**$ 628 191**	$ 591 739	**$ 313 850**	$ 133 955			**942 041**	725 694
Marketing, general and administrative expenses							**(407 442)**	(345 744)
Provision for income taxes							**(358 892)**	(248 966)
Investment and other income							**110 132**	48 526
Other depreciation and amortization							**(27 944)**	(20 918)
Interest on long-term debt							**(11 324)**	(29 027)
Minority interest							**4 961**	5 823
Other interest							**—**	(2 325)
							(690 509)	(592 631)
Earnings Before Extraordinary Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares							**$ 251 532**	$ 133 063

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

Natural resources segment revenue consists of:

	1984	1983
Crude oil and field liquids	**$ 867 366**	$ 799 582
Natural gas liquids	**325 058**	319 594
Natural gas	**284 522**	238 220
Other	**61 878**	33 742
	$1 538 824	$1 391 138

Refined oil products segment revenue consists of:

	1984	1983
Gasoline	**$1 813 981**	$1 545 048
Distillates	**1 025 140**	872 508
Other	**591 920**	531 139
	$3 431 041	$2 948 695

Note 18. (Continued)

The identifiable assets at December 31, and the capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		*Capital Expenditures**	
	1984	1983	**1984**	1983
Natural resources	**$5 514 126**	$5 201 776	**$ 969 455**	$ 835 664
Refined oil products	**2 652 369**	2 426 954	**141 885**	110 924
Other	**888 787**	610 295	**204 900**	83 460
	$9 055 282	$8 239 025	**$1 316 240**	$1 030 048

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

* Capital expenditures are before deduction of related Petroleum Incentive Program grants.

19. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1983 comparative figures to conform with the current year's presentation.

20. Commitments and Contingencies

(a) Commitments

The Corporation has leased certain offshore drilling vessels and ancillary equipment for periods of one to five years. The offshore vessels are used by the Corporation during the Canadian drilling season and the rentals are shared with joint venture participants. The vessels are available for sublease when not required by the Corporation.

The gross lease rentals for the offshore vessels together with minimum annual rentals for Petro-Canada Centre (Note 5) and other non-cancellable operating leases are estimated at $166 000 000 in 1985, $137 000 000 in 1986, $100 000 000 in 1987, $44 000 000 in 1988, $29 000 000 in 1989 and $14 000 000 per year thereafter until 2008.

(b) Contingencies

The Corporation is involved in litigation and claims associated with normal operations. Management is of the opinion that any resulting settlements would not materially affect the financial position of the Corporation.

Petro-Canada

Supplementary Financial Information Reporting the Effects of Changing Prices (Unaudited)

December 31, 1984

Basis of Presentation

Petro-Canada's financial statements report financial information on the basis of historical cost in accordance with generally accepted accounting principles. Although the rate of inflation declined substantially in 1984, during recent years the economy has experienced significant inflationary increases and many of the effects of such increases are not reflected in the traditional financial statements. The additional costs required to replace current inventories and property, plant and equipment, and the effects of holding net monetary liabilities or assets are not reflected in the historical cost financial statements. The Canadian Institute of Chartered Accountants ("CICA") has issued recommendations relating to the preparation of information reporting the effects of changing prices. These recommendations are considered experimental by the CICA. The intent is to determine if this information is helpful to the users of financial information in their assessment of an enterprise. The following information has been prepared based upon the CICA recommendations, except for the computation of the provision for income taxes which is addressed below.

While Petro-Canada has prepared this information using what are considered to be reasonable assumptions it should be noted that the recommendations call for a degree of subjective judgement and materially different results could be obtained if other equally valid assumptions were used. Additionally, the recommendations recognize that the cost of exploration and development required to replace oil and gas reserves is subject to a high degree of uncertainty. Despite this the recommendations call for the estimating of the current cost of oil and gas reserves and suggest the use of indices. Petro-Canada has followed this approach but cautions that these current cost estimates may be misleading and do not necessarily represent amounts for which the reserves could be bought or costs which would be incurred in future periods if the reserves were replaced.

Explanation of Information

The schedule of Balance Sheet Items on a Current Cost Basis reports the current cost of inventory and property, plant and equipment and the effect of the current cost adjustments on net assets. The current cost of property, plant and equipment has been calculated through the use of indices. Net assets represents the historical common shareholder's equity adjusted for the current cost adjustments.

The Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis presents a comparison of the Corporation's statement of earnings as presented in the historical cost financial statements with similar data prepared on a current cost basis. Equity earnings have been adjusted to reflect Petro-Canada's share of affiliates' current cost adjustments. Crude oil and product purchases expense has been adjusted to reflect the current cost of these purchases at the time of use. Depreciation, depletion and amortization expense has been adjusted so that it reflects the estimated current cost of replacing the operating capacity of property, plant and equipment. The CICA recommends that the amount of income tax in the computation of earnings on the current cost basis be the same as the amount charged against earnings in the historical cost financial statements. However, the Corporation believes that it is more appropriate to adjust the provision for deferred income taxes in recognition of the higher cost of sales and depreciation, depletion and amortization expense. Since this unaudited supplementary information is experimental, these adjustments have been reflected in the computation of deferred income taxes in the Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis. Had the Corporation followed the CICA recommendations with regard to income tax expense in the computation of current cost earnings, the provision for deferred income taxes would have been $331 056 000. It should be noted that there is no deduction under current tax law for these current cost adjustments. Minority Interest has been adjusted to reflect its share of the current cost depreciation, depletion and amortization expense adjustment.

The schedule of Other Supplementary Current Cost Information presents the remaining financial information required by the recommendations. The financing adjustment represents the portion of current cost adjustments that relate to the net monetary liabilities of Petro-Canada. The CICA has defined this as "the amount of changes during a reporting period in the current cost of assets held by an enterprise that, on the basis of the existing relationship between debt and equity, do not need to be charged against present and future revenues to provide for maintenance of the common shareholders' proportionate interest in the operating capability of the enterprise" The second portion of the schedule isolates the inflation component from the total increase in current cost of property, plant and equipment. The final information presented is the gain in general purchasing power that results from having net monetary liabilities. This arises because inflation erodes the purchasing power of money and therefore where there are net monetary liabilities a "gain" is recognized due to the net monetary liabilities requiring the use of less "purchasing power" over time during inflationary periods.

The CICA recommendations also require the disclosure of oil and gas reserve data, net after royalties. The schedule of Supplementary Reserve Information provides this information.

Balance Sheet Items on a Current Cost Basis

As at December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

As reported in the historical cost statements		*Current cost basis*
$ 845 715	Inventory	$ 845 715
$6 605 366	Property, plant and equipment, net	$8 846 707
$4 576 579	Net assets (shareholder's equity)	$6 817 920

Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

As reported in the historical cost statements		*Current cost basis*
	Revenue	
$4 881 293	Operating	$4 881 293
110 132	Investment and other income	107 305
4 991 425		4 988 598
	Expenses	
2 780 170	Crude oil and product purchases	2 805 613
475 331	Producing and refining	475 331
407 442	Marketing, general and administrative	407 442
367 911	Depreciation, depletion and amortization	466 207
343 784	Taxes other than income taxes	343 784
11 324	Interest on long-term debt	11 324
4 385 962		4 509 701
605 463	**Earnings Before Undernoted Items**	478 897
	Provision for Income Taxes	
331 056	Deferred	290 396
27 836	Current	27 836
358 892		318 232
246 571		160 665
4 961	**Minority Interest**	6 812
251 532	**Net Earnings for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares**	167 477
100 083	**Dividends on Redeemable Preferred Shares**	100 083
$ 151 449	**Net Earnings for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares**	$ 67 394

Other Supplementary Cost Information

For the Year Ended December 31, 1984

(stated in thousands of dollars)

(1) Financing adjustment	
Based on the amount of changes during the year in the current cost amounts of property, plant and equipment	$ 42 458
Based on the current cost adjustments made to net earnings during the year	$ 24 203
(2) Increase in the current cost amount of property, plant and equipment	$191 732
Effect of general inflation	317 818
Excess of the effect of general inflation over the increase in current cost	$126 086
(3) Gain in general purchasing power from having net monetary liabilities	$ 58 596

Supplementary Reserve Information

As at December 31, 1984

	Oil (*thousands of cubic metres*)	*Natural Gas Liquids* (*thousands of cubic metres*)	*Natural Gas* (*millions of cubic metres*)
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1983	33 284.1	5 053.1	108 778.6
Revisions of previous estimates	4 143.0	41.1	(5 290.2)
Extensions and discoveries	772.8	—	338.6
Production	(2 832.9)	(408.2)	(3 410.6)
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1984	35 367.0	4 686.0	100 416.4

The above figures do not include Petro-Canada's 17% interest in the synthetic crude oil reserves of Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (25 400.0 thousand cubic metres before royalties at December 31, 1984). Pursuant to an agreement between the Province of Alberta, as lessor of the oil sands leases, and the Syncrude participants the Province has the right to 50% of Syncrude's deemed net profits, as defined in the agreement. At the Province's option, this right may be converted to a 7.5% gross production royalty at any time. Both the 50% of deemed net profits and the 7.5% gross production royalty are subject to change under certain circumstances. In view of these options, and the attendant uncertainties relating to future prices and costs, the Corporation has not presented its synthetic crude oil reserves net of royalties.

Petro-Canada

Five Year Operating Summary

	1984	1983 (Note 2)	1982	1981 (Note 2)	1980
Oil and Gas Landholdings (Gross/Net)					
(millions of hectares)					
Non-frontier areas					
Conventional	**4.8/2.4**	6.0/3.1	6.4/3.3	6.5/3.5	3.7/2.1
Oil sands	**0.9/0.3**	0.9/0.3	0.8/0.3	0.8/0.3	0.8/0.3
	5.7/2.7	6.9/3.4	7.2/3.6	7.3/3.8	4.5/2.4
Frontiers	**41.6/20.5**	54.4/25.0	55.7/25.6	57.3/28.7	57.3/35.0
International	**2.8/0.4**	1.7/0.1	0.6/0.1	0.6/0.1	0.6/0.1
Total oil and gas landholdings	**50.1/23.6**	63.0/28.5	63.5/29.3	65.2/32.6	62.4/37.5
Wells Drilled (Gross/Net)					
Non-frontier areas – exploratory wells					
Oil	**65/45**	41/30	52/32	46/25	33/18
Gas	**25/11**	24/16	28/15	54/23	81/35
Dry and abandoned	**69/43**	61/43	46/35	68/33	59/28
Suspended	**5/4**	7/5	2/1	4/3	4/3
	164/103	133/94	128/83	172/84	177/84
Non-frontier areas – development wells					
Oil	**344/133**	148/84	129/68	73/39	171/91
Gas	**16/6**	17/12	138/86	100/53	95/50
Dry and abandoned	**24/10**	9/5	49/31	20/11	19/10
	384/149	174/101	316/185	193/103	285/151
Frontiers and international – exploratory and development wells					
Oil	**6/1**	5/1	6/1	7/1	3/1
Gas	**9/2**	6/2	3/1	4/1	3/0
Dry and abandoned	**24/7**	13/4	10/2	6/1	7/2
Suspended	**2/1**	1/1	0/0	0/0	0/0
	41/11	25/8	19/4	17/3	13/3
Total wells drilled	**589/263**	332/203	463/272	382/190	475/238
Proven Reserves (Net Before Royalties) (Note 3)					
Natural gas (billions of m^3)	**120.4**	134.3	135.8	138.3	115.4
Crude oil (millions of m^3)	**48.4**	45.0	47.1	47.0	42.3
Natural gas liquids (millions of m^3)	**6.4**	7.4	7.7	8.2	6.4
Synthetic crude oil (millions of m^3)	**25.4**	26.3	27.4	28.3	20.5
Foreign crude oil (millions of m^3)	**0.8**	0.9	0.9	1.1	1.0
Total crude oil and natural gas liquids (millions of m^3)	**81.0**	79.6	83.1	84.6	70.2

	1984	1983 (Note 2)	1982	1981 (Note 2)	1980
Daily Production (Net Before Royalties)					
Natural gas (millions of m^3)	**10.8**	10.0	10.6	10.7	9.3
Crude oil (thousands of m^3)	**10.3**	9.3	9.3	9.8	8.8
Natural gas liquids (thousands of m^3)	**1.5**	1.5	1.5	1.5	1.1
Natural gas liquids from straddle plant (thousands of m^3)	**2.6**	2.5	2.7	2.6	2.4
Synthetic crude oil (thousands of m^3)	**2.3**	3.0	2.3	2.1	1.5
Foreign crude oil (thousands of m^3)	**0.4**	0.5	0.2	0.2	0.2
Total crude oil and natural gas liquids (thousands of m^3)	**17.1**	16.8	16.0	16.2	14.0
Refining					
Refinery crude capacity (thousands of m^3 per day)	**32**	32	19	15	2
Refinery runs (thousands of m^3 per day)	**28**	25	17	13	2
Refinery utilization (per cent)	**86**	78	86	87	94
Marketing					
Wholesale and retail marketing outlets	**2 716**	3 107	1 605	1 504	407
Petroleum product sales (thousands of m^3 per day)					
Gasoline	**13.9**	12.9	7.3	6.9	2.6
Distillates	**9.6**	8.7	5.1	4.1	1.2
Other including petrochemicals	**6.4**	5.5	2.9	2.0	0.1
Total petroleum product sales	**29.9**	27.1	15.3	13.0	3.9
Employees					
Number at year end	**6 697**	6 601	6 166	5 801	2 823

Notes:
1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Operating results are included from May 12, 1981 for the former Petrofina Canada Inc. operations, and from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations. Operating results for Panarctic Oils Ltd. have not been included.
3. Proven reserves do not include any reserves associated with frontier discoveries in Northern Canada and the East Coast offshore.

Petro-Canada

Five Year Financial Summary

(stated in thousands of dollars)

	1984	1983	1982	1981	1980
Summary of Earnings		(Note 2)	(Note 2)	(Note 2)	
Revenue	**$4 991 425**	$4 172 343	$2 788 136	$2 674 603	$1 023 398
Expenses	**4 385 962**	3 796 137	2 481 013	2 245 585	704 248
	605 463	376 206	307 123	429 018	319 150
Add (deduct)					
Provision for income taxes	**(358 892)**	(248 966)	(188 298)	(225 174)	(155 464)
Gain on sale of subsidiary	**—**	—	7 082	—	—
Minority interest	**4 961**	5 823	4 735	—	—
Earnings before extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	**251 532**	133 063	130 642	203 844	163 686
Extraordinary items	**—**	(16 515)	—	—	—
Net earnings before dividends on redeemable preferred shares	**251 532**	116 548	130 642	203 844	163 686
Dividends on redeemable preferred shares	**100 083**	86 379	120 082	138 971	107 937
Net earnings after dividends on redeemable preferred shares	**$ 151 449**	$ 30 169	$ 10 560	$ 64 873	$ 55 749
Other Financial Data					
Internally generated cash	**$1 011 249**	$ 747 070	$ 592 840	$ 535 722	$ 477 441
Expenditures on property, plant and equipment	**1 151 820**	1 019 252	974 096	594 601	424 379
Petroleum Incentive Program grants	**380 304**	468 488	299 892	138 764	—
Total assets	**9 055 282**	8 239 025	7 552 115	6 612 533	3 766 766
Working capital	**895 843**	777 622	793 562	685 299	135 205
Long-term debt (Note 3)	**157 049**	188 408	330 686	1 312 773	283 075
Redeemable preferred shares	**1 312 080**	1 394 085	1 464 375	1 464 375	1 464 375
Shareholder's equity	**4 576 579**	4 010 560	3 341 848	1 640 444	1 114 599

Notes:
1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial results are included from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, from May 1, 1982, for the operations of Panarctic Oils Ltd., and from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations.
3. Long-term debt includes current maturities.

Design: Gottschalk + Ash Int'l
Printing: Ronalds Printing, Calgary

Petro-Canada

Conseil d'administration

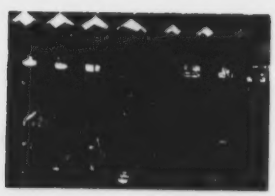
- **Wilbert (Bill) H. Hopper**
  Président du Conseil
  d'administration
  et directeur général
  Petro-Canada
  Calgary (Alberta)

- **Edward M. Lakusta**
  Président
  et directeur général
  Exploitation
  Petro-Canada
  Calgary (Alberta)

Robin Abercrombie
Expert-conseil
Valhalla Energy Corporation
Vancouver
(Colombie-Britannique)

Alfred E. Barroll
Expert-conseil
A. E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary (Alberta)

Jean Bazin
Associé principal
Byers Casgrain
Avocats et procureurs
Montréal (Québec)



Rudolph Bratty, c.r.
Associé principal
Gambin and Bratty
Avocats et procureurs
Downsview (Ontario)

Roy Victor Deyell, c.r.
Associé principal
McLaws and Company
Avocats et procureurs
Calgary (Alberta)

Anne R. Dubin
Associée principale
Tory, Tory, DesLauriers
and Binnington
Avocats et procureurs
Toronto (Ontario)

William McBurney Elliott
Associé principal
MacPherson, Leslie and Tyerman
Avocats et procureurs
Regina (Saskatchewan)

John Lundrigan
Conseiller en placements
Wood Gundy
St. John's (Terre-Neuve)

- **H. Harrison McCain**
  Président du Conseil
  d'administration
  McCain Foods Limited
  Florenceville (Nouveau-Brunswick)

Jocelynne Pelchat-Johnson
Vice-présidente
Les Entreprises de Film Astral Inc.
Montréal (Québec)

David Read
Homme d'affaires
Les Restaurants McDonald's Ltée
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)

James Robertson
Homme d'affaires
Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)

- **Paul M. Tellier**
  Sous-ministre
  Énergie, Mines and Ressources
  Ottawa (Ontario)

Onze nouveaux administrateurs
ont été nommés au Conseil
le 21 décembre 1984. Le signe*
précède le nom des administrateurs
qui ont siégé au Conseil toute l'année.

Direction

Wilbert (Bill) H. Hopper
Président du Conseil
d'administration
et directeur général

Edward M. Lakusta
Président
et directeur général
Exploitation

David P. O'Brien
Vice-président principal
Finances et Planification

James M. Stanford
Président
Ressources Petro-Canada

William A. West
Président
Produits Petro-Canada

Construction de l'usine-témoin CANMET à la raffinerie de Montréal — un nouvelle technologie canadienne qui en est à la phase de la réalité commerciale.

Siège social:
Boîte postale 2844
Calgary (Alberta) T2P 3E3
Téléphone: (403) 296-8000
Télex: 03825753

Le 31 mars 1985

L'honorable Patricia Carney, c.p., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

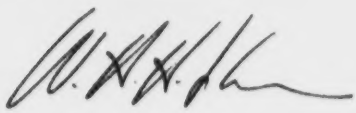
Madame le ministre,

Nous avons l'honneur de vous soumettre, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984.

En application des dispositions de la Loi sur l'administration financière, ce rapport comprend les états financiers consolidés de la Société, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, Madame le ministre, l'expression de notre considération distinguée.

Le président du Conseil d'administration
et directeur général.



W. H. Hopper

Le Centre Petro-Canada domine par sa taille les immeubles de Calgary.

La Société

Principale société à capitaux canadiens de tout le secteur pétrolier, Petro-Canada est la seule entreprise canadienne pétrolière et gazière qui passède un réseau de marketing à l'échelle nationale. La Société a essentiellement pour mission l'exploration et la production du pétrole et du gaz, ainsi que le transport, le raffinage et la distribution d'hydrocarbures pour répondre aux besoins des Canadiens.

Créée en 1975 en vertu d'une loi du Parlement, Petro-Canada appartient en totalité au gouvernement du Canada. La Société a été mise en exploitation en 1976. À la clôture de l'exercice de 1984, son effectif s'élevait à 6 700 personnes et son actif totalisait 9,1 milliards de dollars.

Nous avons le plaisir de vous rendre compte, au nom du Conseil d'administration, des résultats de Petro-Canada pour l'exercice 1984.

L'exercice écoulé a été fécond. Les fonds autogénérés ont atteint un sommet sans précédent de plus d'un milliard de dollars. La Société a découvert son premier grand gisement pétrolifère en mer à titre d'exploitante. Selon une étude réalisée par une maison indépendante, la Société de la Couronne que constitue Petro-Canada s'affirme aujourd'hui comme l'une des forces dominantes de l'industrie pétrolière et gazière. La valeur d'expertise de ses actifs la classe au deuxième rang de cette industrie. En plus de ses vastes réserves d'hydrocarbures, elle a des participations substantielles dans d'importants gisements au large de la côte Est et détient une part de 15 pour cent du marché canadien des ventes d'essence au détail.

Pour les Ressources Petro-Canada, l'exercice a été florissant. La Société a mis au jour, au large des côtes terre-neuviennes, un important gisement pétrolifère: le Terra Nova. Au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, la Société a participé à la découverte d'un nouveau gisement gazéifère. En collaboration avec des associés, Petro-Canada a poursuivi l'évaluation du gisement pétrolifère marin de Hibernia et du gîte gazéifère en mer de Venture. Dans l'Ouest du pays, la Société a atteint des records de production tout en encadrant bien ses coûts. Dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, les préparatifs d'un nouveau chantier d'extraction des dérivés liquides du gaz naturel ont été achevés. La production de l'usine d'exploitation des sables pétrolifères de Syncrude a avoisiné des niveaux sans précédent une grande partie de l'année, même si un grave incendie y a paralysé la production pendant quatre mois. Enfin, l'aménagement d'une usine d'extraction de sables pétrolifères in situ à Wolf Lake en Alberta a été réalisé dans le respect du calendrier et des budgets.

Dans les domaines du raffinage et du marketing, l'exercice a révélé beaucoup de progrès. Au sein des Produits Petro-Canada, les traits saillants de l'exercice ont été l'accroissement des fonds autogénérés malgré un contexte difficile, le succès de la mise en oeuvre de mesures d'efficience et de compression des coûts, les investissements consacrés à l'amélioration du rendement des raffineries de la Société, et les innovations en matière de commercialisation des produits pétroliers raffinés.

L'excellent exercice qu'a connu la Société n'est pas le fait du hasard. Au cours de son existence de neuf ans, Petro-Canada a évolué rapidement et a modifié l'orientation de son exploitation afin de s'adapter aux conditions changeantes de l'industrie.

Le mandat initial de Petro-Canada était de s'assurer une place importante dans l'industrie de façon à mener des campagnes d'exploration dans les régions éloignées et à consacrer d'autres investissements pour assurer la sécurité énergétique à long terme du Canada. Cette phase est complétée. Le pays peut désormais compter sur une Société pétrolière intégrée, dont les capitaux sont contrôlés par les Canadiens et qui est aussi importante, compétente et solide financièrement que les filiales canadiennes des grandes multinationales pétrolières. En outre, notre pays connaît désormais assez bien ses réserves pétrolières et gazières dans les régions éloignées et les occasions qui marqueront leur développement.

Au cours des récentes années, Petro-Canada a identifié et réagi devant un nouvel ensemble de circonstances - succès de travaux d'exploration, difficultés de la conjoncture économique et léthargie des marchés des hydrocarbures et des produits pétroliers raffinés. Voilà pourquoi la Société a simplifié et harmonisé ses structures, prêté une attention particulière à la rigueur de sa gestion et axé ses investissements sur les chantiers qui offrent des perspectives précoces de rendement financier.

Dans ses neuf premières années d'existence, on a demandé à la Société d'exercer ses activités pour répondre aux objectifs de sécurité énergétique du Canada, de façon efficace et efficiente, sans accorder de souci prédominant aux niveaux de rentabilité. La Société a reçu un nouveau mandat de son actionnaire - exercer ses activités selon des critères d'ordre

commercial, familiers au secteur privé, en se préoccupant davantage de rentabilité et du besoin d'obtenir un maximum de rendement de l'investissement fait par le Gouvernement du Canada. Dans ce sens, Petro-Canada ne doit plus être perçue à l'avenir comme un instrument du gouvernement à la poursuite d'objectifs de politique gouvernementale. Toutefois, le gouvernement maintient le droit, à titre d'actionnaire, d'ordonner officiellement à Petro-Canada de poursuivre certaines activités dans l'intérêt national.

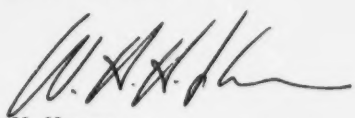
Mais ce changement ne signifie pas que Petro-Canada sacrifie son caractère distinctif. Dans le cadre de son évolution institutionnelle, Petro-Canada se distingue en privilégiant l'intérêt du pays. Cette caractéristique est beaucoup plus qu'un simple thème publicitaire. Petro-Canada manifeste en effet des efforts particuliers pour se ravitailler auprès de l'industrie canadienne en matériaux, en équipements et en services. Pour son exploitation courante, la Société travaille en collaboration avec un éventail d'entreprises canadiennes Petro-Canada s'acquitte aussi de ses devoirs de citoyen institutionnel grâce à ses campagnes de commercialisation, à ses mesures visant la protection de l'environnement et à ses programmes de dons. Comme en témoignent les résultats encourageants de nos activités de ventes au détail, nombreux sont les Canadiens qui appuient le caractère distinctif de nos activités.

Le concours énorme apporté par les 6 700 membres du personnel de la Société a également permis à Petro-Canada de ne pas sacrifier son caractère distinctif. Grâce à leur ardeur au travail et à leur esprit d'équipe, nous avons franchi une période difficile de réorganisation et de réorientation, à laquelle doivent d'ailleurs faire face toutes les entreprises de notre secteur d'activités. Je tiens également à exprimer ma profonde reconnaissance aux administrateurs suivants, qui ont siégé au Conseil pendant une partie de 1984: J.-Claude Hébert, David McD. Mann, James T. Black, Marshall A. Cohen, Ian A. Stewart, Richard J. Cashin, Jerahmiel S. Grafstein, Ione J. Christensen, Robert Laxer, J.-Robert Ouimet, J. Edward Richard et Robert J. Wright. Durant leur mandat respectif, ces personnes nous ont apporté un précieux concours. J'aimerais rendre un hommage tout spécial à J.-Claude Hébert et à David McD. Mann qui ont siégé au Conseil depuis sa création. Leur participation et leur appui ont été des plus importants dans la poursuite de nos objectifs.

En terminant mes commentaires sur les excellents résultats de 1984, je tiens à faire une mise en garde au sujet des perspectives de 1985. L'année qui s'amorce donnera probablement lieu à des changements considérables pour le secteur pétrolier et gazier du Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux participent à l'heure actuelle à des pourparlers qui conduiront au réaménagement des régimes fiscaux en matière d'exploration et de développement. Aux États-Unis, le marché du gaz naturel subit actuellement d'importantes mutations dans le domaine des conditions tarifaires et contractuelles. Mais la plus grande incertitude porte sans doute sur l'avenir des cours mondiaux du pétrole, sur lesquels l'atonie des marchés mondiaux fait peser de vives tensions. Si la baisse des cours du pétrole stimule la croissance économique, elle menace par contre aussi la viabilité des sources énergétiques plus onéreuses, notamment les sables pétrolifères et l'exploitation des régions éloignées.

Notre situation financière est saine. Grâce à un personnel sans excédent et à notre efficacité, nous sommes en position de force sur la voie de l'expansion. Dans un contexte marqué par l'incertitude, Petro-Canada doit conserver son avance sur la concurrence, de façon à pouvoir conquérir les débouchés qui s'offrent à elle.

Le président du Conseil d'administration
et directeur général,



W. H. Hopper

le 31 mars 1985

Pleins feux sur Petro-Canada

Le Conseil de direction de Petro-Canada est composé des membres de la haute direction de la Société. De gauche à droite, MM. Bill Hopper, Ed Lakusta, David O'Brien, Jim Stanford et Bill West.

La Société est devenue une force dominante de l'industrie pétrolière et gazière

En neuf ans, Petro-Canada a connu une évolution fulgurante grâce à ses acquisitions et à ses audacieux programmes d'investissement. Au cours des derniers mois de 1984, une maison de courtage en valeurs mobilières d'envergure nationale cotait la Société au deuxième rang de tout le secteur pétrolier et gazier au Canada. Forte d'une présence importante dans toutes les sphères de l'industrie, Petro-Canada se classe parmi les cinq premières entreprises du pays selon les critères d'exploitation couramment utilisés. Au 30 juin 1984, elle était le quatrième producteur de gaz naturel et le cinquième producteur de pétrole et de dérivés liquides de gaz. Ses réserves intérieures la situent au deuxième rang de l'industrie pour le pétrole brut et les dérivés liquides et le gaz naturel. En aval de ses activités, sa part du marché la place au troisième rang pour les ventes d'essence au Canada. Grâce à un autofinancement qui lui permet d'effectuer des investissements d'environ un milliard de dollars par an, la Société apporte un puissant concours à l'activité économique du Canada.

Neuf ans d'exploration ont permis de repérer les grandes sources énergétiques de l'avenir

Créée en 1975 à une époque caractérisée par l'incertitude de l'avenir énergétique du pays et du monde entier, Petro-Canada s'est employée à explorer le potentiel des régions éloignées du Canada. Certains obstacles, dont l'éloignement et la rigueur du climat, en avaient jusqu'alors empêché la prospection à grande échelle.

Au cours des neuf dernières années, Petro-Canada a investi massivement dans des programmes vastes et novateurs pour l'exploration de ces régions – consacrant une part beaucoup plus grande de son budget d'exploration dans les régions éloignées que ses concurrents l'ont fait. Les frais et les risques étaient élevés, à cause des inconnues technologiques et des délais qui allaient s'écouler avant que les gisements découverts puissent être productifs. En intervenant, à titre de coparticipante ou d'exploitante, dans presque les deux tiers de tous les puits forés en régions éloignées depuis 1976, Petro-Canada a imprimé au secteur de l'exploration au Canada une vigueur financière et technique considérable.

Au large de la côte Est, principal territoire d'exploitation de Petro-Canada dans les régions éloignées, d'importantes études sismiques, suivies de forages de prospection et de délimitation, ont permis de repérer plusieurs gisements qui semblent exploitables commercialement. La Société est un intervenant important dans tous ces gisements: elle a des participations de 25 pour cent dans le gisement pétrolifère Hibernia, de 30 pour cent dans les réserves gazières de Venture, de 45 pour cent dans les gisements gazéifères Glenelg et Alma, et de 75 pour cent dans la découverte pétrolière Terra Nova.

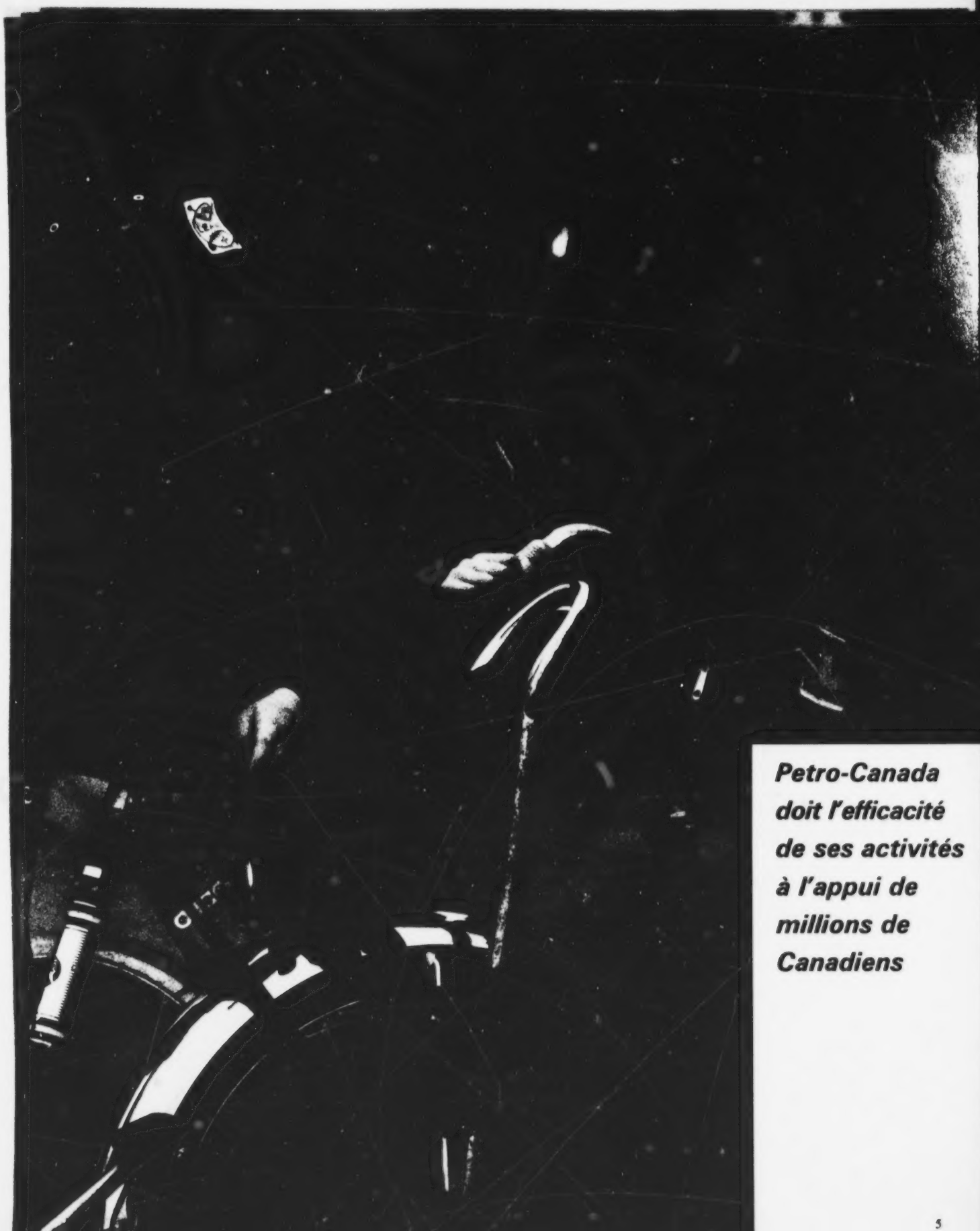
Dans le Nord canadien, Petro-Canada participe à un gisement de gaz et de condensat riche de promesses à Tuk, près du delta du Mackenzie. À titre d'actionnaire à 54 pour cent de Panarctic Oils Ltd. et comme associée, la Société a aussi participé à plusieurs découvertes de gaz, et de pétrole dans les Îles de l'Arctique.

Les exploitations offrant des perspectives d'autofinancement à court terme ont été accentuées en 1984

Récemment, deux circonstances ont amené la Société à repenser sa démarche en matière d'exploitation. Tout d'abord, les vastes programmes d'exploration des années précédentes avaient atteint leur but. L'inventaire général des perspectives pétrolières et gazières des régions éloignées du Canada avait permis de repérer les gisements exploitables commercialement. Petro-Canada doit désormais miser sur ces réussites, en axant ses investissements sur la mise en valeur des gisements découverts. Ces gisements sont le gage d'une nouvelle sécurité énergétique pour les Canadiens et représentent une source de rentabilité pour la Société.

Ensuite, le ralentissement de l'économie et la baisse des cours mondiaux du pétrole ont donné lieu à un repli du secteur pétrolier et gazier. À cause de ses efforts spéciaux pour des projets onéreux et à longue échéance, la Société

Notre réseau national de stations-service détient 15 pour cent du marché des ventes d'essence au Canada. Environ 80 pour cent des stations sont exploitées par des hommes d'affaires indépendants.



Petro-Canada doit l'efficacité de ses activités à l'appui de millions de Canadiens

Le Deep Rover, mini-sous-marin construit au Canada, sera utilisé dans le cadre des travaux d'exploration au large de la côte Est.

s'exposait à des risques plus importants que ses concurrents. Petro-Canada intensifie maintenant ses efforts sur la rentabilité à court terme, afin de se doter d'assises financières solides. Ses plans d'investissement sont axés sur des projets qui produisent un autofinancement précoce et sur la délimitation et la mise en valeur des gisements éloignés les plus prometteurs.

Efficacité et productivité conduisent à l'amélioration des résultats financiers

En plus de mieux orienter sa stratégie financière au cours des deux dernières années, la Société a accentué ses efforts d'encadrement des coûts en adoptant des mesures d'économie et de productivité. Les indices de productivité révèlent d'excellents résultats. Petro-Canada n'a pas de personnel excédentaire. Sous l'angle des apports en capital et de l'autofinancement par employé, Petro-Canada se compare avantageusement aux autres grandes entreprises pétrolières et gazières.

L'autofinancement atteint un sommet

Petro-Canada a franchi chaque année le seuil de la rentabilité. En 1984, l'autofinancement d'exploitation et le bénéfice ont atteint des sommets inégalés. Au cours des deux dernières années, l'autofinancement s'est considérablement étoffé. Selon des indices établis d'après l'autofinancement, les résultats financiers de la Société n'ont rien à envier à ceux des principaux concurrents. Ainsi que l'explique la Revue financière, Petro-Canada considère l'autofinancement comme l'étalon le plus approprié du rendement et de la présence financière de la Société.

Une compagnie au caractère distinct de rentabilité

Depuis sa création, Petro-Canada a poursuivi ses activités selon des critères commerciaux de rentabilité sous la direction générale du Gouvernement du Canada. Cette année encore, Petro-Canada a soumis son budget d'investissements proposés au Gouvernement fédéral pour révision et approbation. Le but était d'assurer que la direction de la stratégie et le programme des dépenses de la Société soient non seulement financièrement prudents, mais s'harmonise aussi avec les priorités énergétiques et le développement économique du Canada.

Petro-Canada s'est efforcée d'implanter un système de gestion familier au secteur privé dans ses activités d'intérêt public, même lorsque ces projets ne pouvaient pas, en eux-même, contribuer de façon importante à la rentabilité de la Société.

Par ses travaux dans le passé, Petro-Canada a cherché à obtenir des résultats financiers acceptables tout en poursuivant les objectifs dictés par l'intérêt national. Bien que le nouveau mandat de la Société mette l'accent sur les priorités de rentabilité, Petro-Canada retient son caractère distinctif - celui d'une compagnie entièrement intégrée qui appartient à tous les Canadiens.

Petro-Canada est consciente de ses devoirs à titre de personne morale

Au cours des récentes années, Petro-Canada a investi plus d'argent au Canada que n'importe quelle autre société pétrolière. La haute direction de Petro-Canada veille à ce que les particuliers et les entreprises du pays tirent parti de ce niveau élevé de dépenses. Les investissements sont guidés par un ensemble harmonique et rigoureux en matière d'avantages pour le

Un savoir-faire à la fine pointe de l'innovation, tremplin de la vaste campagne d'exploration en mer de Petro-Canada

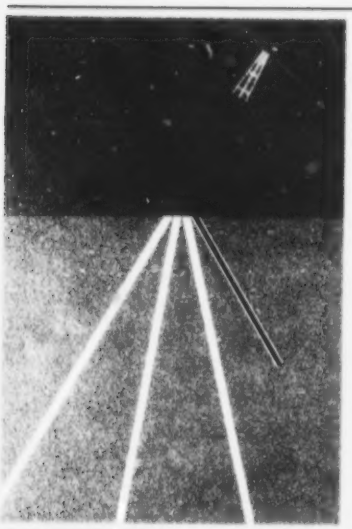
Pour accroître la production au chantier pétrolifère de Valhalla, Petro-Canada fait appel à des techniques de forage oblique.

Canada. Ces principes visent à faire rejaillir sur tout le pays les avantages apportés par les activités de Petro-Canada, à grande ou à petite échelle, dans les domaines de l'industrie, de l'emploi et de la collectivité.

Outre sa préoccupation des retombées économiques sur le pays, la Société contribue à la qualité de la vie sociale et culturelle du Canada. Elle a créé un programme permanent de dons à l'intention des oeuvres éducatives et culturelles et des organismes de santé et de bien-être.

L'année 1984 a été marquée par la participation du personnel à deux campagnes d'ampleur nationale. Dans le cadre de l'oeuvre United Way/Centraide, les collaborateurs de Petro-Canada ont presque doublé le total de leurs dons pour l'année précédente. Lancé en 1984, le Programme de service communautaire appuie par ses dons le concours des employés à des organismes à but non lucratif.

Pleins feux sur les Ressources Petro-Canada



On a recouru à une technique évoluée de forage oblique pour les puits de mise en valeur de Valhalla. Quatre puits ont ainsi été forés à partir d'un même point, ce qui a diminué les frais d'exploitation, d'accès et de transport par oléoduc, en plus d'atténuer les retombées écologiques.

Dans l'Ouest canadien, l'expansion des activités apporte un autofinancement essentiel à la Société

Des records de production

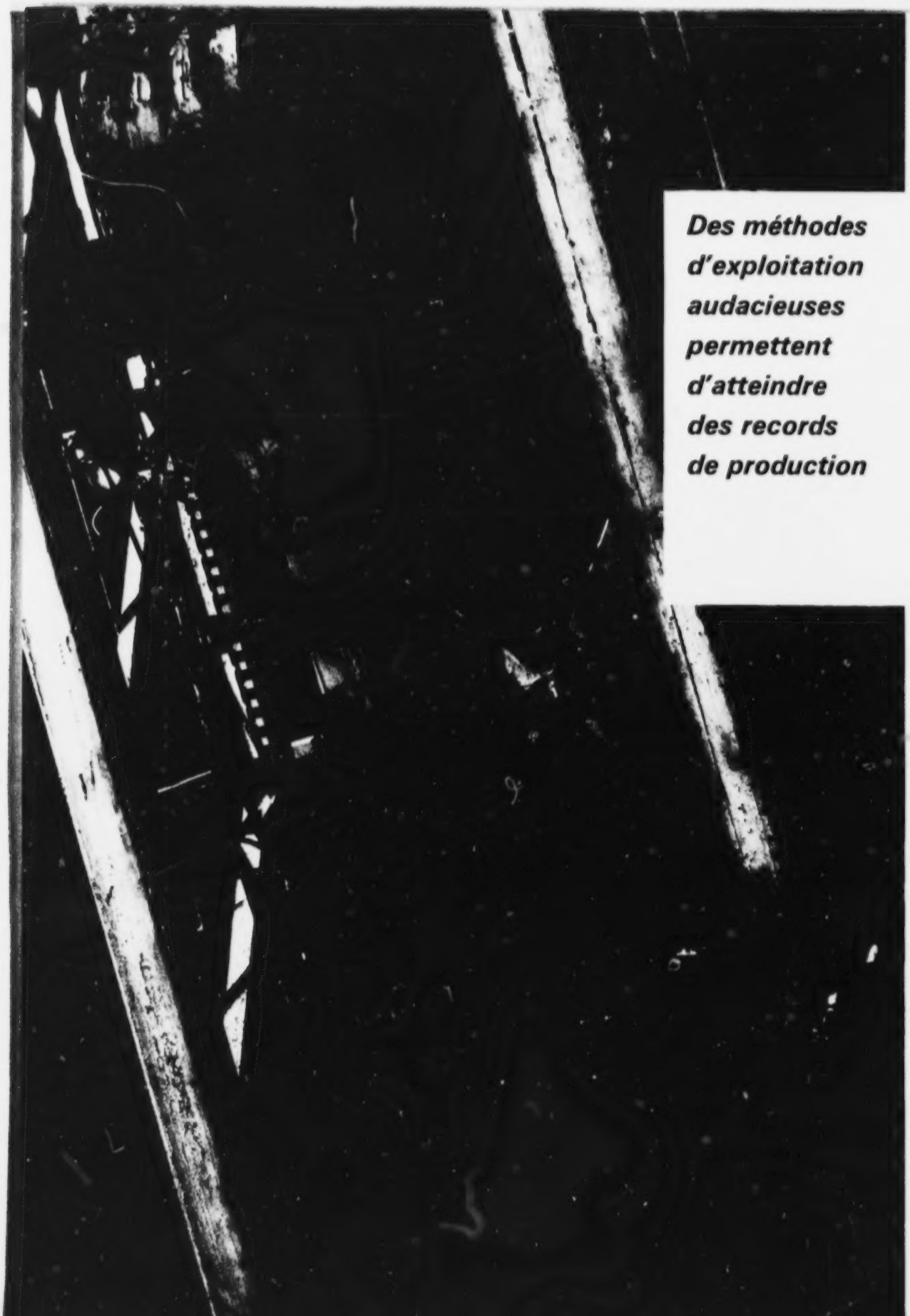
Dans l'Ouest du pays, Petro-Canada a produit en 1984 plus de gaz naturel, de dérivés liquides du gaz naturel et de pétrole classique que jamais auparavant. La production du gaz naturel a progressé de 9 pour cent sur 1983; celle des dérivés liquides du gaz naturel de 6 pour cent, et celle du pétrole classique, de 11 pour cent. Ces progrès ont amené une hausse substantielle de l'autofinancement de la Société.

Les gisements de pétrole classique en plein essor

La production a atteint des niveaux sans précédent grâce à une stratégie d'investissement mûrement réfléchie, selon laquelle on a exploité en temps opportun les champs de pétrole classique existants et rapidement mis en valeur les nouveaux gisements, dont certains ont été mis en exploitation durant l'exercice.

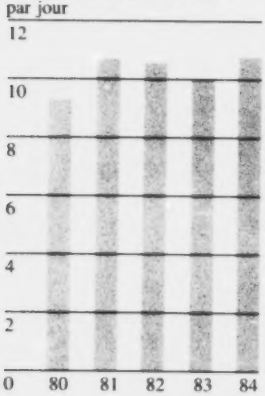
Les gisements Bellshill Lake, Valhalla et Caroline ont fait progresser considérablement les réserves et la production de Petro-Canada. À Bellshill, la Société a achevé un programme de forages intercalaires et le nombre des installations a été augmenté, en avance sur l'échéancier et en deçà du budget.

Au champ Valhalla, que Petro-Canada a découvert en 1981, les premiers travaux de mise en valeur ont été terminés au début de 1984. Un programme de récupération par injection d'eau visant à accroître davantage la production était en voie d'exploitation à la fin de l'exercice. Au gisement Caroline, on a mis en oeuvre un procédé amélioré de récupération du pétrole. Grâce à un processus qui consiste à injecter de l'eau et du

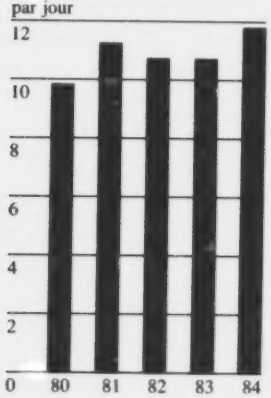


Des méthodes d'exploitation audacieuses permettent d'atteindre des records de production

Production brute de gaz naturel
en millions de mètres cubes par jour



Production brute de pétrole brut et des dérivés liquides du gaz naturel*
en milliers de mètres cubes par jour

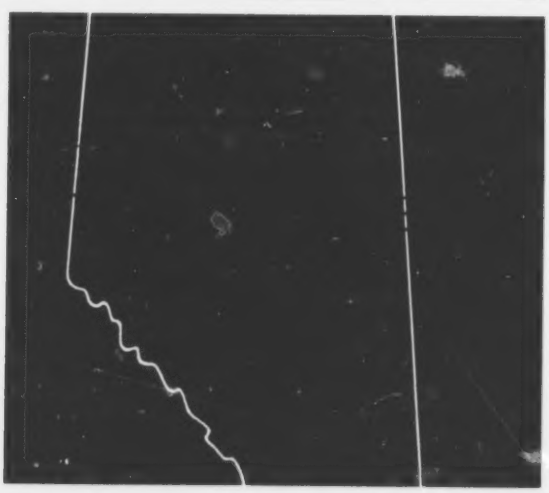


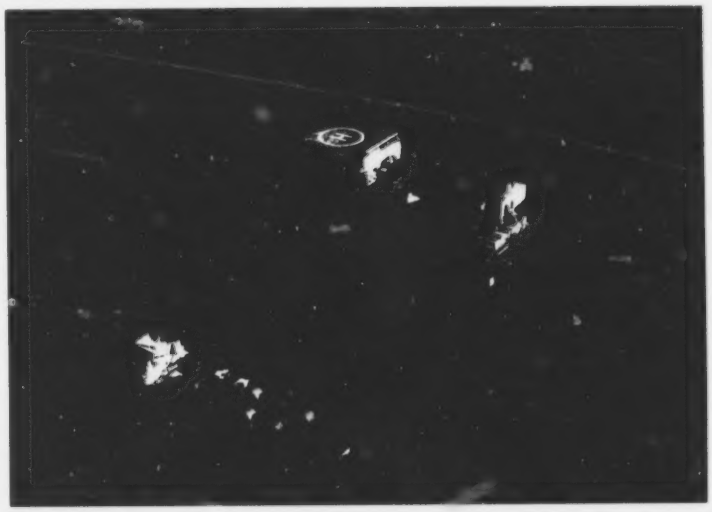
*sans tenir compte du pétrole synthétique, des liquides extraits du gaz naturel des usines de récupération et du pétrole brut étranger

gaz naturel en alternance, cette opération devrait faire passer de 19 à 35 pour cent le taux de récupération du pétrole. Ce chantier de récupération avancée, le premier du genre lancé par Petro-Canada, est l'un des rares de ce type en Alberta.

La mise en production des nouveaux gisements est accélérée

En axant ses efforts sur la précocité de l'autofinancement, Petro-Canada a raccourci, pour plusieurs gisements, les délais qui séparent la découverte de la mise en valeur à grande échelle. À Salt Lake, dans le Centre-Ouest de la Saskatchewan, les délais habituels d'exploration, de sondage et de consolidation du terrain qui précèdent la mise en valeur ont été réduits à quelques mois. On a entrepris à la fin d'octobre la mise en valeur de ce gisement, découvert en septembre 1984; en février 1985, 14 puits de mise en valeur avaient été forés, dont cinq étaient productifs à la fin de 1984. Le nouveau gisement Salt Lake est déjà une source d'autofinancement pour Petro-Canada.





Petro-Canada a une participation de 7,6 pour cent dans le gisement Casablanca, le gisement pétrolifère le plus important d'Espagne situé dans la Méditerranée à 45 km au large des côtes espagnoles. Ce gisement est exploité à partir d'une plate-forme et le pétrole est acheminé au littoral par un pétroduc sous-marin.

L'activité de forage a atteint un niveau record

Petro-Canada a continué d'être un chef de file du forage dans l'Ouest du Canada en forant un plus grand nombre de puits que jamais auparavant. Sur les 164 puits d'exploration auxquels Petro-Canada a participé, 57 pour cent ont été fructueux. La Société est également intervenue dans 384 puits de mise en valeur, dont 94 ont été couronnés de succès.

Des nouveaux chantiers en cours

En 1984, les travaux se sont poursuivis sur le chantier des sables pétrolifères in situ de Wolf Lake, dans le Nord-Est albertain. Cette co-entreprise, où Petro-Canada a une participation de 50 pour cent, sera la première exploitation commerciale de sables pétrolifères in situ de la Société. Par injection de vapeur, environ 1 100 mètres cubes de bitume par jour seront extraits dans près de 200 puits.Ces travaux vont bon train: le chantier devrait être mis en production au début de 1985. Estimé à un coût total de 114 millions de dollars à l'heure actuelle, le coût réel de cette opération sera nettement inférieur aux 150 millions de dollars prévus à l'origine.

Durant l'été, les travaux ont été entrepris pour la réalisation, à Taylor, dans le Nord-Ouest de la Colombie-Britannique, d'une usine de récupération secondaire des liquides de gaz naturel, de 63 millions de dollars. Cette nouvelle installation, où Petro-Canada a une participation de 50 pour cent, permettra de récupérer 1 080 mètres cubes par jour de propane, de butane et de pentane plus, à partir du gaz traité à l'usine de Taylor. Cette usine de récupération devrait être mise en route en novembre 1985.

Sur un autre chantier apparenté au secteur du gaz naturel, Petro-Canada construit une usine de traitement du gaz acide à Brazeau, en Alberta. Cette usine, où Petro-Canada détient une participation de 43 pour cent, devrait être achevée au milieu de 1985.

Un incendie empêche la réalisation d'un record de production à Syncrude

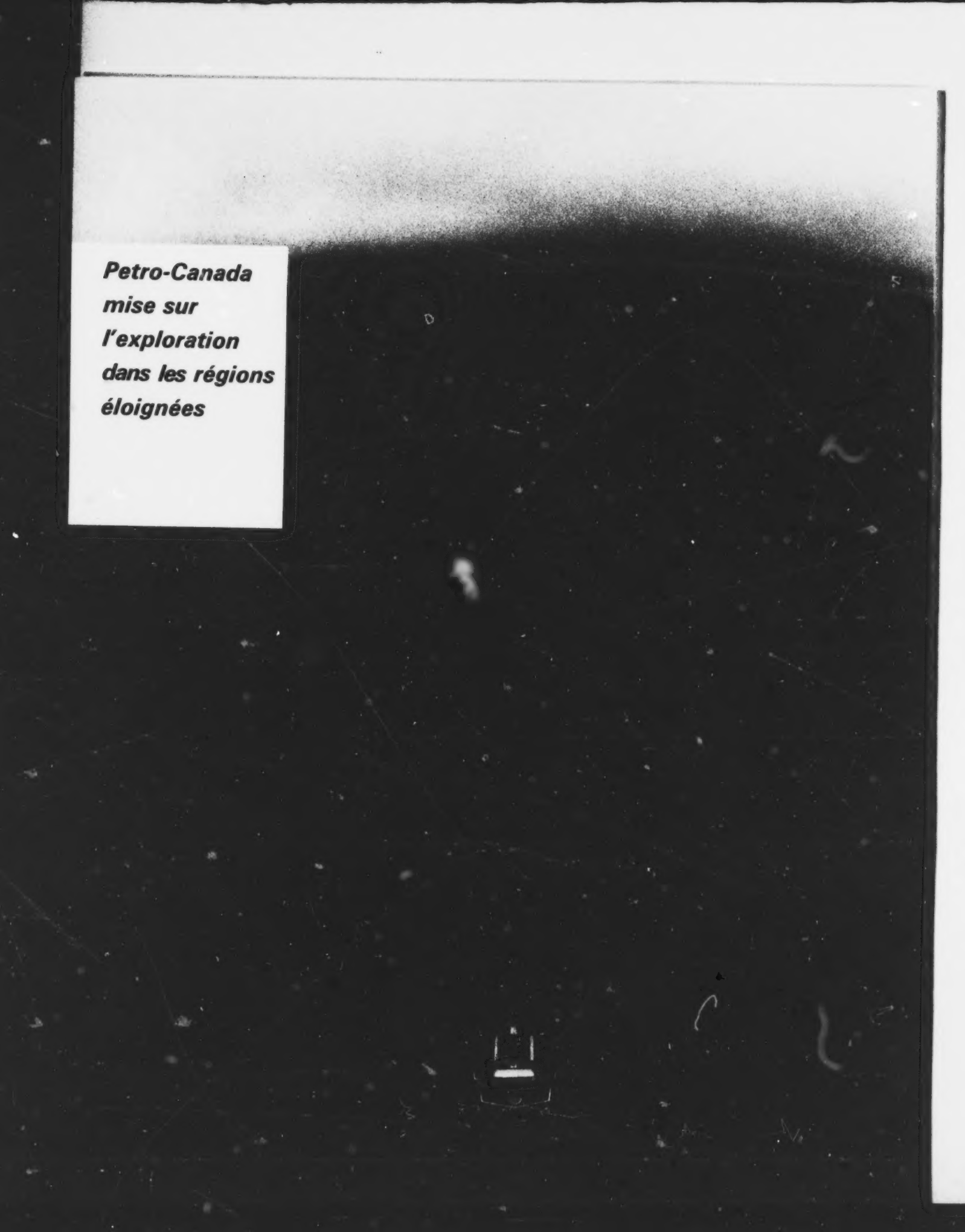
À l'usine Syncrude, près de Fort McMurray, Petro-Canada s'attendait en 1984 à une année sans précédent pour la production du brut synthétique. Grâce à sa participation de 17 pour cent dans cette usine, la quote-part de production de la Société s'est élevée à 852 300 mètres cubes, en baisse de 23 pour cent sur 1983. Cette baisse a été provoquée par un incendie survenu à l'usine en août. Avant l'incendie, la production journalière de pétrole avait avoisiné des niveaux records. À la fin de décembre, l'usine a été remise en exploitation grâce à un fructueux programme de réparation. En 1984 également, on a entrepris des travaux préliminaires d'ingénierie pour augmenter la production de l'usine de 19 000 à 22 000 mètres cubes par jour. Ce projet coûtera plus de 700 millions de dollars et il devrait être terminé à la fin de 1987.

Dans les régions éloignées, l'exploration est axée sur les perspectives de mise en valeur les plus précoces et les plus prometteuses

Sur le plateau de la Nouvelle-Écosse, les gisements gazéifères sont sur le point d'être mis en valeur

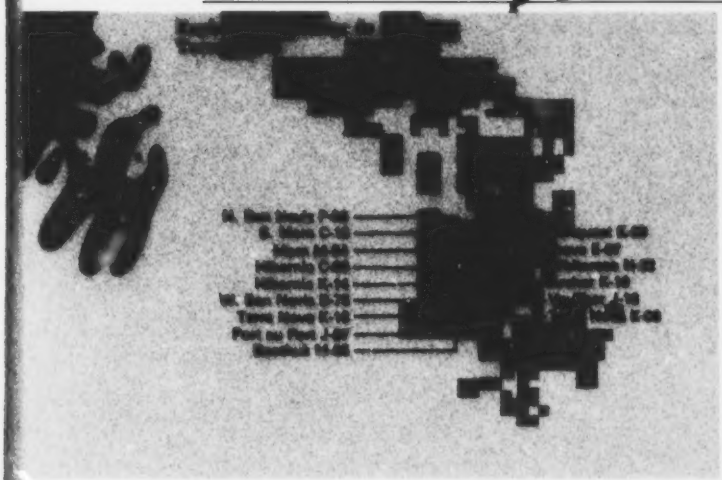
En 1984, sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les activités ont été concentrées sur la région de l'Île Sable et, en particulier, sur le projet gazéifère de Venture. Petro-Canada a mérité une participation de 30 pour cent dans ce projet en appuyant une campagne d'exploration qui incluait le puits de découverte de 1979. En 1984, de nouveaux puits étaient forés dans la région de Venture, afin de mieux en connaître les réserves gazières. Un plan préliminaire d'acheminement du gaz du gisement Venture sur le littoral a été déposé auprès de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Le coût total de cette opération est estimé à près de 2,5 milliards de dollars.

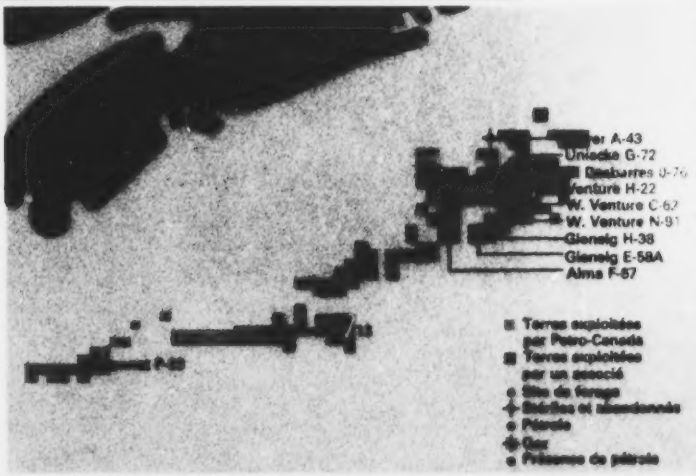
Le 7 décembre 1984, Petro-Canada concluait le premier accord de vente du gaz de Venture. La NESP Supply Corporation, groupe



Petro-Canada mise sur l'exploration dans les régions éloignées

La plate-forme de forage semi-submersible Sedco 710 et un navire de ravitaillement près du gisement pétrolifère découvert en 1984 à Terra Nova.





américain composé de trois grandes sociétés de pipeline, s'est engagée à acheter 2,5 millions de mètres cubes par jour de gaz naturel. Grâce à cet accord, la Société a franchi une étape importante sur la voie de la mise en production et en marché des réserves gazières de ce gisement.

Hormis ces activités, Petro-Canada a participé aux travaux de sept autres puits complétés en 1984. Parmi ces concessions, les puits Alma F-67 et Uniacke G-72 ont révélé d'importantes réserves de gaz et de condensat. Le puits de délimitation Glenelg E-58A a lui aussi été fructueux dans un gisement découvert en 1983.

Sur les Grands bancs de Terre-Neuve, le Terra Nova ouvre des horizons prometteurs

Sur les Grands bancs, le trait saillant de l'exercice a été la découverte du gisement Terra Nova K-08. Exploité par Petro-Canada, ce gisement a subi des sondages qui en établissent les réserves à plus de 1 590 mètres cubes de pétrole par jour. Le puits de rappel Terra Nova K-18 n'était pas exploitable commercialement; un deuxième puits de rappel, le Beothuk M-05, était toujours en cours de forage à la fin de l'année. Petro-Canada a une participation de 75 pour cent dans ce gisement. Après la découverte du Terra Nova K-08, une vaste étude sismique en trois dimensions a été réalisée sur 4 700 km afin de recueillir des renseignements complémentaires pour la délimitation du gisement.

Petro-Canada a en outre exécuté un programme d'affermage sur le bloc voisin Ben Nevis. Situé entre deux gisements découverts antérieurement, le premier puits, le West Ben Nevis B-75, était en voie de forage à la clôture de l'exercice.

La Société a continué de participer à des programmes d'exploration en participation. Neuf puits d'exploration ont été forés; sur les quatre puits achevés à la clôture de l'exercice, le South Mara C-13 a révélé du pétrole et du gaz. Deux puits de délimitation, les Hibernia K-14 et C-96, ont raffermi notre confiance quant à nos estimations des réserves du gisement pétrolifère Hibernia. Petro-Canada poursuit, avec ses associés, l'établissement des plans de mise en valeur à soumettre aux organismes de régie en 1985.

Les travaux de sondage du nouveau gisement pétrolifère de Terra Nova à partir de la plate-forme Sedco 710, qui appartient à 50 pour cent à Petro-Canada.

En 1984, Petro-Canada a poursuivi ses travaux sélectifs d'exploration à l'étranger. Au large des côtes de la République populaire de la Chine, les forages se sont poursuivis sur trois plates-formes exploitées en participation. En Nouvelle-Guinée, la Société a acquis une participation de 23,75 pour cent dans un permis d'exploitation en mer très prometteur.

Dans le Nord du Canada, la Société se place en position de force pour l'avenir

Dans le Nord du pays, Petro-Canada est présente dans les Îles de l'Arctique par l'entremise de Panarctic Oils Ltd., ainsi que dans la Mer de Beaufort et le delta du Mackenzie, et dans la vallée du Mackenzie. Par sa stratégie d'exploration dans ces régions, la Société cherche à se mettre en situation de force pour acquérir des perspectives de mise en valeur à moyen terme.

Après plusieurs campagnes d'études sismiques, Petro-Canada a exploité en 1984 ses trois premiers puits dans la région de la vallée du Mackenzie. L'un de ces puits, le Hoosier Ridge N-22, a donné des résultats encourageants. Outre les travaux de forage, des données sismiques ont été recueillies sur 2 046 km. Afin d'accélérer le programme d'étude sismique de l'hiver 1984-1985, Petro-Canada a amodié une partie de ses concessions à deux sociétés d'appartenance canadienne.

La Société est intervenue dans quatre puits exploités en participation dans la région du delta du Mackenzie et de la Mer de Beaufort. Sur la péninsule de Tuktoyaktuk, le puits Tuk M-09 a révélé des réserves intéressantes de gaz et de condensat.

Dans l'intérêt du Canada: efficacité et rentabilité

Les frais d'exploitation en baisse

En 1984, Petro-Canada a mené une action féconde au niveau des économies de frais. En outre, de nouvelles analyses inspirées des techniques de budget sur base zéro lui ont permis de constater les avantages des différentes dépenses d'immobilisations. Grâce à ces analyses et aux mesures déjà prises, l'examen attentif de l'ordre des dépenses en immobilisations devrait favoriser une nouvelle diminution des frais en 1985.

Les derniers perfectionnements de la technologie à l'oeuvre

La Société met au point, pour ses chantiers de récupération avancée du pétrole et ses travaux d'extraction in situ de pétrole brut lourd, des techniques à la fine pointe du progrès. À ce titre, les travaux réalisés à l'usine-pilote de pétrole lourd Kinsella B ont été particulièrement importants en 1984. La faisabilité de la méthode de combustion in situ dans un gisement

Afin d'améliorer la sécurité des activités en mer, les scientifiques environnementaux de Petro-Canada ont étudié, au cours de l'automne 1984, l'évolution des icebergs sur la côte Est du pays.

déjà injecté d'eau a été mise à l'épreuve; les avantages relatifs des méthodes d'injection d'oxygène et d'air ont eux aussi été éprouvés. Ces preuves ont produit des résultats positifs, et un chantier-pilote de combustion in situ par oxygénation a été lancé. Ce chantier sera mis en exploitation au deuxième trimestre de 1985.

D'importants progrès ont été accomplis en 1984 dans la mise au point et l'application de techniques modernes d'exploration dans l'Ouest et dans les régions éloignées. Petro-Canada a amélioré ses compétences dans le domaine de la cartographie et de l'analyse des statistiques d'exploration assistées par ordinateur. Grâce à la nouvelle technologie informatique, la Société a augmenté sa capacité d'intégration de vastes banques de données industrielles à son système d'exploration.

Des activités qui rejaillissent sur l'industrie, l'emploi et la collectivité

Entreprises et particuliers du Canada ont à nouveau eu l'occasion de perfectionner leur savoir-faire, leurs produits et leurs compétences pour répondre aux besoins de Petro-Canada. Ainsi, le Deep Rover,

La force des secteurs concessions et réserves fournit une base solide pour l'expansion de demain.

À la raffinerie de Montréal, une nouvelle réalisation à la fine pointe du progrès accroîtra la capacité de valorisation des combustibles résiduels lourds.

mini-sous-marin à la fine pointe de la technologie utilisé dans le cadre de nos activités sur la côte Est, a été créé et construit par une société dont le siège est à Vancouver.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, le Programme d'exploration de Petro-Canada dans la vallée du Mackenzie a apporté des avantages à la collectivité de cette région. La Société a réalisé des programmes de recrutement et de formation qui ont permis à des autochtones d'accéder à environ la moitié des postes au sein des équipes sismiques et aux trois quarts des postes dans le domaine des travaux de forage sur plate-forme. Petro-Canada a en outre négocié, avec des organismes autochtones, deux conventions de près d'un million de dollars pour la cession-bail de camps et de matériels auxiliaires d'exploration et de forage. En plus de créer des emplois et de produire des retombées commerciales pour les autochtones du Nord, ces accords ont permis aux entreprises locales d'apporter un concours direct important aux activités pétrolières et gazières dans cette région du pays.

L'expansion des projets relatifs au charbon dépend de celle des marchés

Les travaux d'ingénierie se sont poursuivis au Projet charbonnier Monkman de Petro-Canada, une mine de charbon métallurgique à ciel ouvert située dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. En août 1984, l'Agence d'examen de l'investissement étranger approuvait la soumission d'une firme japonaise relativement à une participation dans l'avoir du projet. Le gouvernement provincial approuvait en 1982 la construction d'une mine pouvant produire 3,3 millions de tonnes de charbon par année. Petro-Canada et ses associés du Projet attendent donc que les marchés internationaux du charbon s'améliorent avant de procéder à la construction des installations.

Pleins feux sur les Produits Petro-Canada

Soutien de la concurrence et amélioration de la rentabilité dans un contexte commercial précaire

Les marges d'exploitation en hausse spectaculaire en 1984

Au cours de l'exercice, la division des Produits Petro-Canada a inscrit des marges d'exploitation records, en adoptant des stratégies de gestion visant à accroître l'efficacité et à mieux soutenir la concurrence dans un contexte commercial précaire. Dans une industrie qui subit le flottement des prix des produits, des frais élevés des matières premières et des coûts établis importants, toutes les activités doivent se dérouler dans le plus grand souci d'économie.

Des mesures d'économies qui dépassent l'objectif

Afin de raffermir nos marges d'exploitation actuelles et de conforter notre situation vis-à-vis de la concurrence, la division des Produits a réalisé en 1984 un vaste programme d'économies. À la fin de l'exercice, les résultats de ce programme se situaient au-delà des prévisions. Ce programme comprenait quatre volets: le réaménagement du personnel, la rationalisation des établissements de détail, l'amélioration du rendement des raffineries et une gestion du crédit plus efficace.

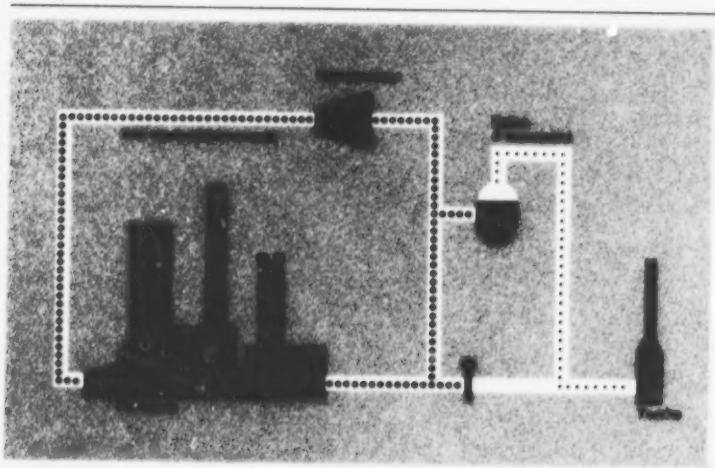
Le réaménagement du personnel a consisté à apporter à un effectif déjà sans excédent des changements visant à améliorer la productivité. Le chiffre d'affaires par employé a progressé de 11 pour cent sur 1983. Il s'agit d'un progrès considérable, dans une industrie où les volumes de ventes sont en baisse.

Notre programme d'économies a également porté sur la rationalisation des établissements de détail. Après un sondage d'envergure nationale sur l'opinion du consommateur et l'évolution du marché, nous avons intensifié nos efforts d'accroissement du volume des ventes et de la rentabilité du réseau de détail. Ce réseau a été ramené à 2 485 stations-service à la clôture de l'exercice. Malgré une année difficile pour l'industrie, le volume des ventes par station-service s'est accru de 12 pour cent par rapport à 1983.

Le troisième aspect de notre programme d'économies a consisté à améliorer le rendement des raffineries de Petro-Canada à Montréal au Québec, Oakville en Ontario, et à Taylor en Colombie-Britannique, de même qu'à la raffinerie de Port Moody, dans cette dernière province, où la Société a une participation de 49

Investir dans les raffineries pour en améliorer le rendement

Le programme d'économies d'énergie dans les raffineries a consisté à recycler des produits qui auraient été brûlés afin d'éviter les accumulations de pression.



pour cent. Des économies substantielles ont été réalisées en favorisant la modération de la consommation énergétique et en surveillant plus étroitement les activités des raffineries, afin de veiller au maintien de conditions d'exploitation optimales.

Le succès remporté dans la mise en oeuvre de télésystèmes de gestion du crédit a permis d'accroître les économies d'ordre administratif et d'accélérer le taux de rotation des comptes clients.

Des investissements soutenus pour améliorer le rendement des raffineries

Petro-Canada améliore sans cesse ses raffineries afin d'en augmenter la souplesse et l'efficacité. Ainsi, ces installations pourront transformer un plus large éventail de pétroles bruts, mieux répondre à l'évolution de la demande des produits sur le marché, et fabriquer plus d'essence et de distillat par unité de brut admis.

Pour améliorer la capacité de valorisation des combustibles lourds résiduels à la raffinerie de Montréal, une usine-pilote d'hydrocraquage CANMET est en voie d'aménagement et sera intégrée à la raffinerie. Une fois mise en service, à la fin de 1985, cette installation de 114 millions de dollars permettra à la raffinerie de produire des hydrocarbures plus légers à partir de pétroles bruts plus lourds et moins chers, ou de plus petites quantités de brut de grande qualité.

Le projet de remplacement du craqueur catalytique actuel de la raffinerie montréalaise devrait être également achevé à la fin de 1985. La nouvelle unité de craquage sera beaucoup plus économe d'énergie et pourra fabriquer une plus vaste gamme de produits. Elle permettra également à la raffinerie de mieux répondre aux besoins du marché, notamment en ce qui concerne l'abaissement de la teneur en plomb de l'essence. De plus, le nouveau craqueur catalytique sera beaucoup plus propre et respectera parfaitement les règlements officiels en matière d'écologie.

À la raffinerie d'Oakville, Petro-Canada a acheté et remis à neuf un quai tout proche. Ce quai ouvre de nouvelles perspectives, pour la livraison et la réception des produits, à cette usine auparavant prisonnière du transport terrestre. Il permet en outre à Petro-Canada d'acheminer plus facilement les produits semi-raffinés entre Montréal et Oakville. En plus de ces investissements, la Société étudie à l'heure actuelle la possibilité d'automatiser et d'informatiser davantage ses raffineries.

L'innovation et l'esprit d'entreprise dominent la démarche gestionnelle de Petro-Canada

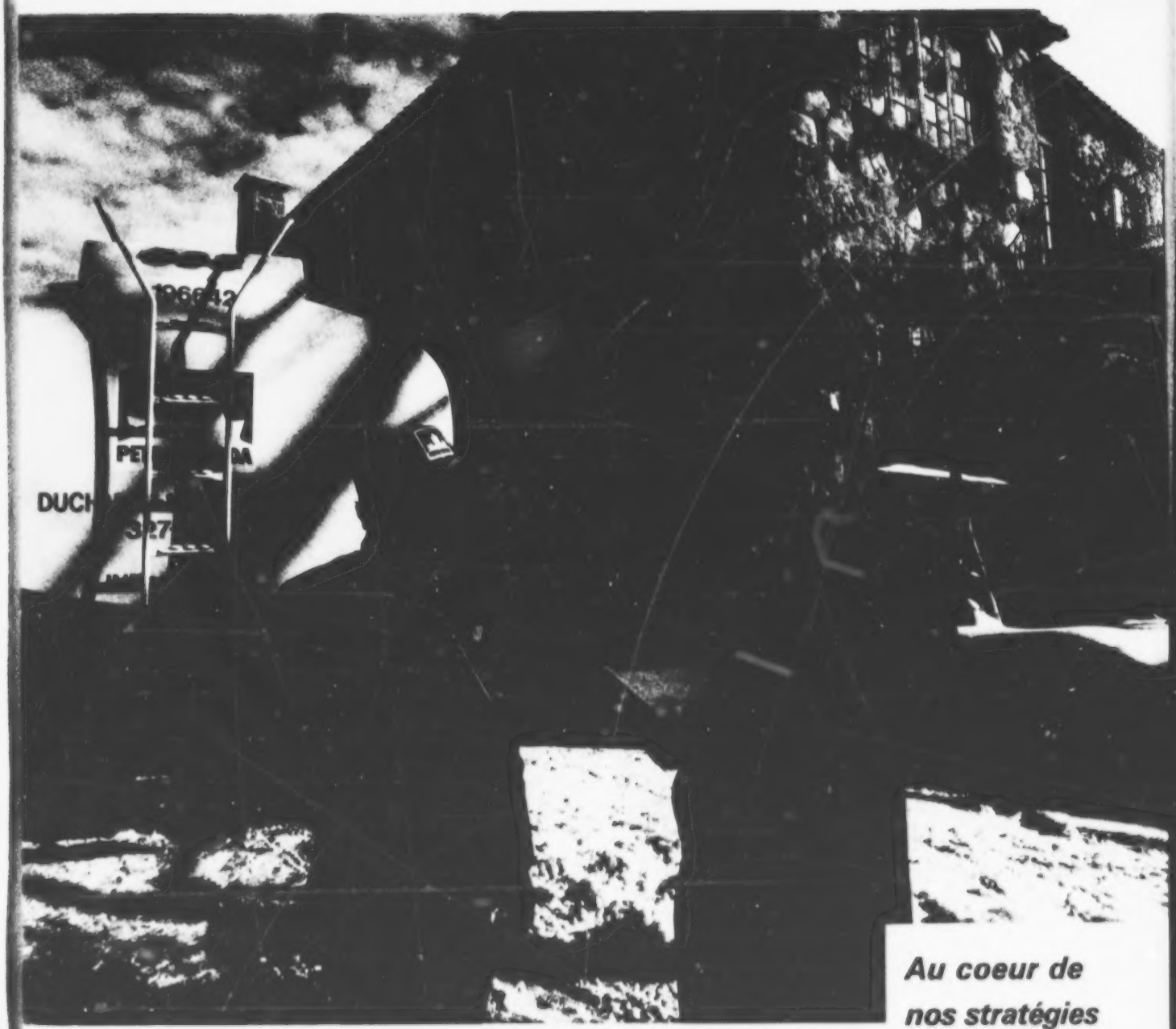
Une collaboration avec l'entreprise privée raffermit notre présence sur le marché du mazout domestique

Dans l'Est et dans le Centre du pays, la Société participe à plusieurs coentreprises de distribution du mazout domestique. Cette décision a été prise pour réagir à la contraction du marché du mazout. Elle a en plus pour effet de confier le contrôle des agences de mazout domestique de la Société à de nouvelles entreprises en participation exploitées comme des sociétés du secteur privé. En contrepartie, Petro-Canada garde une participation substantielle dans ces entreprises. La Société peut ainsi compter sur un accroissement de son volume des ventes et s'assurer une meilleure présence sur le marché.

Le principe de la petite entreprise appliqué à la gestion des stations-service

L'esprit d'entreprise est essentiel à la bonne gestion des stations-service. Nombreux sont les établissements que la Société, qui en était propriétaire et exploitante, a cédés à l'entreprise privée. À l'exemple des coentreprises de mazout domestique, Petro-Canada

Une nouvelle entreprise en participation pour la vente du mazout domestique.



Au coeur de nos stratégies de marketing: le client

Si le volume des ventes a décliné, la part de Petro-Canada sur le marché national de l'essence au détail s'est par contre améliorée grâce à des acquisitions et à la confiance grandissante de la clientèle.

témoigne ainsi de sa confiance dans la compétence de la petite entreprise pour offrir à sa clientèle un service de qualité.

La commercialisation de la technologie expérimentale de valorisation CANMET

L'usine-pilote CANMET en cours d'aménagement à la raffinerie de Montréal donne lieu à la commercialisation d'un procédé à la fois nouveau et prometteur pour la valorisation des combustibles résiduels lourds. Encouragée par les résultats obtenus en laboratoire avec une unité-pilote, Petro-Canada a décidé de réaliser une installation d'une capacité de 800 mètres cubes par jour pour démontrer la possibilité d'exploiter commercialement le procédé. L'aménagement de cette installation fournit de l'emploi pour environ 800 années-personnes, en plus d'accroître la compétence canadienne dans le domaine des études et de l'ingénierie des procédés. Cette réalisation, dont le contenu canadien s'élève à 90 pour cent, produit des retombées économiques importantes pour les Canadiens. Ainsi, au lieu d'importer de l'étranger deux réservoirs sous pression à parois épaisses pour l'usine CANMET, Petro-Canada en a confié la construction à deux entreprises canadiennes, qui ont mis leurs compétences en commun. Une fois que le procédé CANMET aura fait la preuve de sa viabilité commerciale, de vastes horizons s'ouvriront à Petro-Canada et aux entreprises canadiennes qui concevront et construiront l'unité de démonstration pour la commercialisation de cette technologie à l'étranger.

Une forte identité canadienne et un souci aigu de la clientèle favorisent notre conquête du marché

Le client fait confiance au symbole familier de Petro-Canada

À la fin de 1984, le symbole de Petro-Canada était affiché d'un bout à l'autre du pays dans 2 485 stations-service et dans des centaines d'agences et de concessions. Les établissements de Petro-Canada ont servi 15 pour cent de la clientèle des consommateurs d'essence au pays.

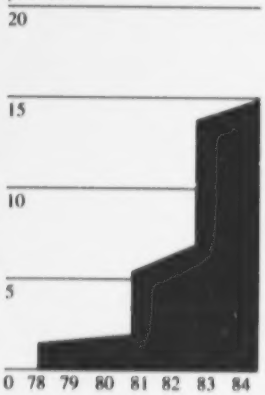
Des promotion de qualité à l'avantage de la clientèle

Nombreux sont les Canadiens qui font confiance aux stations-service de Petro-Canada à cause de leur identité canadienne. Mais pour continuer à mériter la loyauté de cette clientèle, Petro-Canada lui offre des produits de première qualité et un service efficace. En 1984, le lancement de campagnes de promotion destinées à offrir des avantages aux clients a représenté un élément essentiel des stratégies commerciales de la Société.

Des programmes pour favoriser la motivation et la compétence des concessionnaires et des agents

Un large éventail de programmes a été déployé afin de répondre aux besoins de formation des concessionnaires et des agents et afin de les encourager à bien servir le client. Au nombre de ces programmes figurent le Club Excellence et les Tournées de la Fierté. En complément de ces programmes, de vastes efforts de modernisation des installations permettent l'aménagement d'un cadre de service de première qualité.

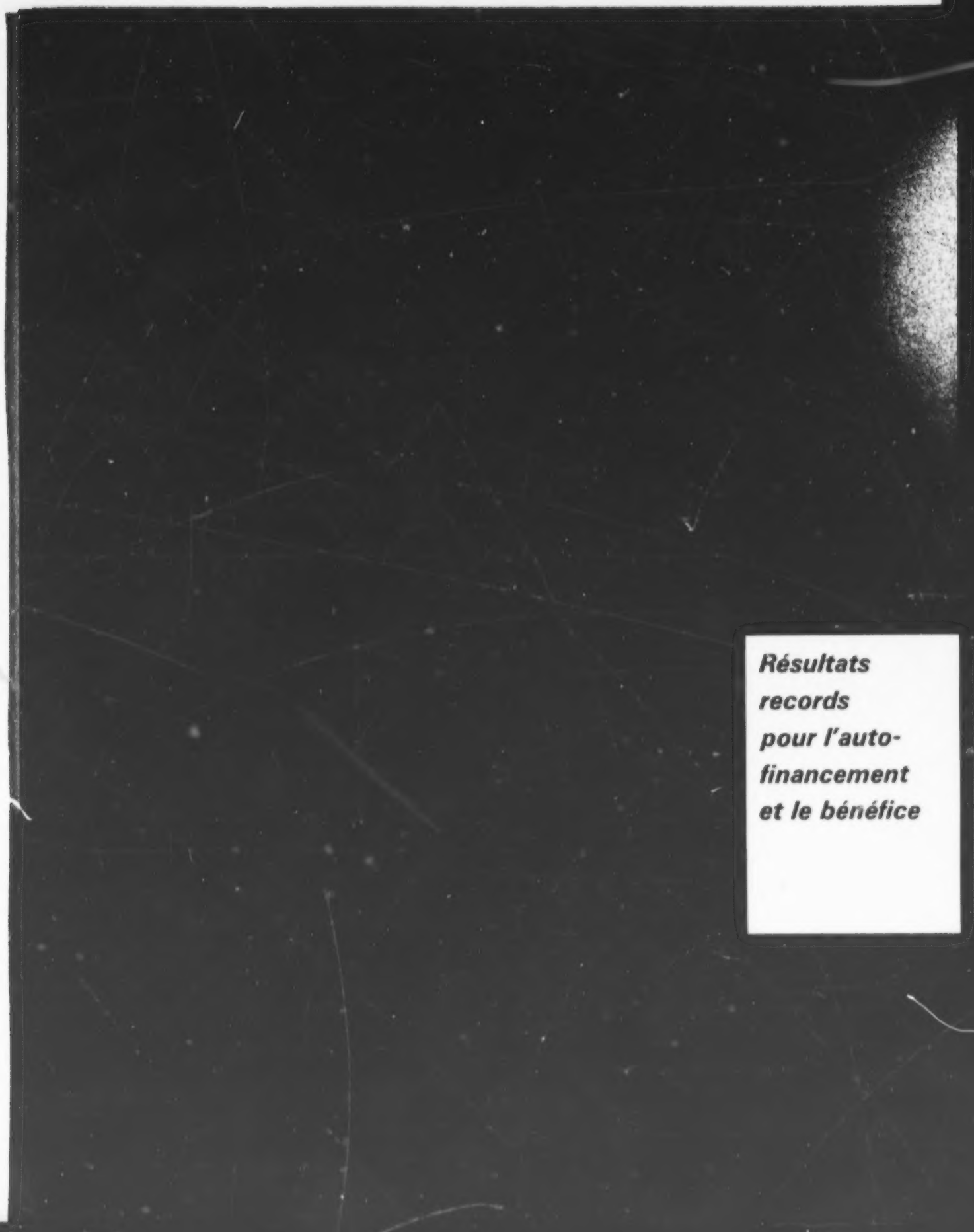
Part de Petro-Canada sur le marché des ventes au détail[1]
pour cent



[1] essence vendue au détail sous marque

L'image de la Société rehaussée par une participation à la vie collective

Petro-Canada a d'excellentes occasions de montrer qu'elle représente une personne morale consciencieuse. Sa participation à des manifestations de tous ordres (sports, sécurité et activités régionales) lui a permis d'acquérir une forte notoriété en 1984. Ainsi, près de 800 concessionnaires de Petro-Canada commanditent, dans le cadre d'un engagement à long terme, des équipes locales de jeunes joueurs de soccer.


Résultats
records
pour l'auto-
financement
et le bénéfice

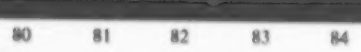
Fonds autogénérés

La Société a connu en 1984 de nouveaux sommets aux titres du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides extraits du gaz naturel. Cette production ainsi que les marges améliorées dans le secteur des produits du pétrole raffiné nous ont permis de connaître des résultats inégalés en termes de fonds autogénérés et de bénéfice. Les fonds autogénérés ont atteint 1 011 000 000 $, soit une hausse de 264 000 000 $ ou 35 pour cent sur 1983. Une fois déduits les dividendes des actions privilégiées, les fonds disponibles pour réinvestissement et remboursement de la dette se sont chiffrés à 911 000 000 $, soit une hausse de 38 pour cent sur les 661 000 000 $ atteints en 1983.

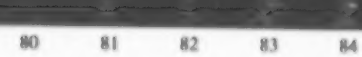
La production tirée des ressources naturelles a compté pour environ 80 pour cent des fonds autogénérés de la Société. La plupart des décisions d'investissement de la Divison des Ressources naturelles sont fondées sur les fonds autogénérés, l'accent étant mis sur le rendement de l'investissement en termes de liquidités. Les fonds autogénérés sont de beaucoup supérieurs au bénéfice car dans le calcul de ce dernier, il faut déduire des montants importants au titre d'éléments qui ne demandent pas de décaissements. Parmi ces éléments, on compte l'amortissement, l'épuisement et les impôts sur le revenu reportés. En ce qui a trait aux impôts reportés, notons que l'on impute aux résultats toutes les provisions requises au titre des impôts sur le revenu; les dépenses en immobilisations afférentes à l'exploration et le développement donnent lieu toutefois à des déductions qui permettent de reporter le versement des impôts sur le revenu à des périodes futures. Petro-Canada exerce des activités d'exploration de grande envergure et engage d'énormes dépenses en immobilisations; le montant des impôts sur le revenu reportés imputés aux résultats est donc élevé, se chiffrant à 331 000 000 $ en 1984.

Petro-Canada est d'avis que puisque les mouvements de trésorerie constituent la motivation première des décisions d'investissement, les fonds autogénérés constituent la mesure par excellence des résultats financiers de la Société ainsi que l'indicateur choisi de sa stabilité et de sa capacité financières.

Fonds autogénérés
(en millions de dollars)



Fonds disponibles pour le réinvestissement et le remboursement de la dette
(en millions de dollars)



Bénéfice

Le bénéfice avant impôts et dividendes des actions privilégiées a atteint 605 000 000 $, en hausse de 229 000 000 $ ou 61 pour cent sur 1983. Le bénéfice net avant dividendes a atteint 252 000 000 $, soit une hausse de 135 000 000 $ ou 116 pour cent sur l'exercice précédent. Le bénéfice net après dividendes a été de 151 000 000 $, contre 30 000 000 $ en 1983.

Au cours de 1984, la Société a mis en place des méthodes de ventilation des frais généraux et des impôts sur le revenu qui permettent de mesurer les résultats par secteur commercial avec plus de précision. Le tableau qui suit donne les résultats de 1984 des deux secteurs commerciaux de la Société selon cette nouvelle méthode:

	Ressources naturelles	*Produits du pétrole raffiné*
	(en millions de dollars)	
Produit d'exploitation	1 539 $	3 431 $
Coûts des produits et frais d'exploitation	(534)	(2 810)
Amortissement et épuisement	(255)	(85)
Taxes autres que les impôts sur le revenu	(122)	(222)
Bénéfice d'exploitation	628	314
Frais de marketing, d'administration et frais divers, net	(53)	(277)
Impôts sur le revenu	(361)	(10)
Bénéfice net*	214 $	27 $

* Aucune ventilation par secteur n'a été faite pour tenir compte des charges financières.

Bénéfice
(en millions de dollars)

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont atteint 1 152 000 000 $, soit 13 pour cent de plus qu'en 1983. Les dépenses d'exploration pétrolière et gazière ont été de 734 000 000 $. Ce montant se ventile ainsi: 565 000 000 $ dans les régions éloignées du Canada, principalement dans le plateau de la Nouvelle-Écosse, les Grands bancs et les régions de la Mer de Beaufort et du delta du Mackenzie; et 156 000 000 $ dans l'Ouest du Canada et les Territoires du Nord-Ouest. Les dépenses au titre du forage d'aménagement, des installations de production et des projets de récupération améliorée ont atteint 224 000 000 $ et comprenaient des programmes importants d'immobilisations dans les terrains pétrolifères conventionnels de Bellshill Lake, de Valhalla et de Caroline, en Alberta. La quote-part de la Société dans les dépenses en immobilisations sur place du projet de sables bitumineux de Wolf Lake, au nord-est de l'Alberta se chiffrait à 57 000 000 $. Les dépenses en immobilisations hors gisement ont atteint 129 000 000 $ et comprennent une somme de 52 000 000 $ consacrée à l'usine témoin CANMET de la raffinerie de la Société, à Montréal.

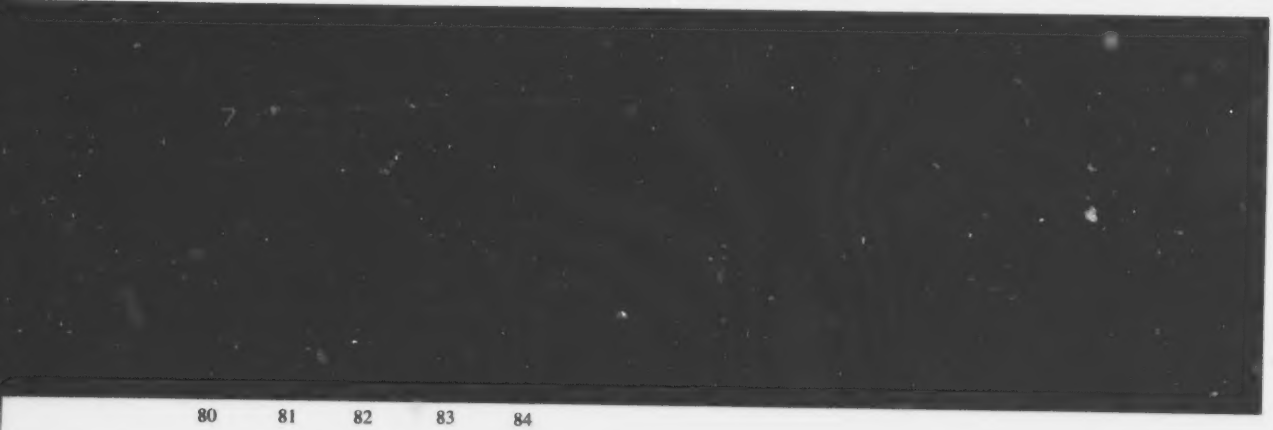
Quoiqu'elle ne doive pas bénéficier de financement de participation de la part du gouvernement canadien en 1985, la Société croit que les fonds autogénérés permettront de réaliser un programme de dépenses en immobilisations de même envergure que celui de 1984.

Actif net

L'actif consolidé de la Société atteignait 9 055 000 000 $ au 31 décembre 1984 et se ventilait ainsi: actif à court terme, 1 751 000 000 $; placements, 600 000 000 $; immobilisations, 6 605 000 000 $; et frais reportés, 99 000 000 $. Les déductions au titre du passif, des impôts sur le revenu reportés, de la participation minoritaire dans les filiales et des actions privilégiées émises par Petro-Canada Inc. ont donné lieu à un actif net de 4 577 000 000 $, soit la participation du gouvernement du Canada dans la Société.

La société Dominion Securities Pitfield Limited ("DSP") a publié en octobre 1984 un rapport intitulé «Petro-Canada, an Examination of its Position in the Canadian Oil Industry». Ce rapport décrit les activités et la situation financière de la Société et établit des comparaisons entre Petro-Canada et ses principaux concurrents. DSP a estimé la valeur de l'avoir de l'actionnaire à 6 600 000 000 $ environ, ce qui est de loin supérieur aux 4 000 000 000 $ environ qui représentent la participation du gouvernement du Canada dans la Société. Le rapport DSP illustre bien l'intérêt croissant que portent les investisseurs à Petro-Canada à titre de membre important de l'industrie énergétique canadienne.

Dépenses en immobilisations
(en millions de dollars)



80 81 82 83 84

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La direction est responsable des autres renseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La direction est aussi responsable d'implanter et de tenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la fiabilité des renseignements financiers produits. La Société bénéficie en outre d'un service de vérification interne qui a entre autres fonctions celle d'évaluer le système de contrôle interne afin d'assurer que celui-ci est adéquat et qu'il fonctionne convenablement.

Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société. Le comité rencontre la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes pour s'assurer que les responsabilités sont convenablement assumées et pour examiner les états financiers.

Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société, des sondages et des procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du Conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs

PEAT MARWICK

À l'honorable Patricia Carney, c.p., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1984 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1984 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus et, à l'exception de la modification de la méthode de comptabilisation de la conversion des devises étrangères, dont il est question à la note 2 des états financiers consolidés, ces principes comptables ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Nous sommes en outre d'avis que les activités de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées venues à notre connaissance au cours de notre vérification des états financiers consolidés de Petro-Canada étaient sous tous les aspects importants conformes à la Loi sur l'administration financière et aux règlements adoptés sous son empire, à la charte et aux règlements de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées et à toutes directives données à la Société.

Peat, Marwick, Mitchell & Cie

Comptables agréés

Calgary, Canada
Le 20 février 1985

Petro-Canada

Bilan consolidé

au 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

Actif

	1984	1983
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	32 819 $	55 584 $
Comptes clients	827 894	787 876
Stocks (note 4)	845 715	711 006
Impôts sur le revenu récupérables	23 936	27 265
Dépôts et frais payés d'avance	21 394	18 674
	1 750 858	1 600 405
Placements (note 5)	599 852	312 269
Immobilisations, montant net (note 6)	6 695 366	6 247 689
Charges reportées (note 7)	99 286	78 662
	9 605 262 $	8 239 025 $

Approuvé au nom du Conseil

[signature]

[signature]

Passif et avoir de l'actionnaire	1984	1983
Passif à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	807 913 $	792 531 $
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	47 102	30 252
	855 015	822 783
Dette à long terme (note 8)	109 947	158 156
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	173 436	153 170
Participation minoritaire dans les filiales (note 9)	419 813	422 915
Impôts sur le revenu reportés	1 608 412	1 277 356
Actions privilégiées rachetables (note 10)	1 312 080	1 394 085
Capital (note 11)	4 161 072	3 736 072
Surplus d'apport	62 461	62 461
Bénéfices non répartis	353 046	212 027
	4 576 579	4 010 560
	9 855 282 $	8 239 025 $

Petro-Canada

Bilan consolidé

au 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

Actif

	1984	1983
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	**32 819 $**	55 584 $
Comptes clients	**827 894**	787 876
Stocks (note 4)	**845 715**	711 006
Impôts sur le revenu récupérables	**23 036**	27 265
Dépôts et frais payés d'avance	**21 394**	18 674
	1 750 858	1 600 405
Placements (note 5)	**599 852**	312 269
Immobilisations, montant net (note 6)	**6 605 366**	6 247 689
Charges reportées (note 7)	**99 206**	78 662
	9 055 282 $	8 239 025 $

Approuvé au nom du Conseil

administrateur

administrateur

Passif et avoir de l'actionnaire	1984	1983
Passif à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	**807 913 $**	792 531 $
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**47 102**	30 252
	855 015	822 783
Dette à long terme (note 8)	**109 947**	158 156
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	**173 436**	153 170
Participation minoritaire dans les filiales (note 9)	**419 813**	422 915
Impôts sur le revenu reportés	**1 608 412**	1 277 356
Actions privilégiées rachetables (note 10)	**1 312 080**	1 394 085
Capital (note 11)	**4 161 072**	3 736 072
Surplus d'apport	**62 461**	62 461
Bénéfices non répartis	**353 046**	212 027
	4 576 579	4 010 560
	9 055 282 $	8 239 025 $

Petro Canada

État consolidé des résultats

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

	1984	1983
Produits		
Exploitation	**4 881 293 $**	4 123 817 $
Produits des investissements et produits divers	**110 132**	48 526
	4 991 425	4 172 343
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	**2 780 170**	2 410 131
Production et raffinage	**475 331**	393 377
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	**407 442**	345 744
Amortissement et épuisement	**367 911**	329 897
Taxes autres que les impôts sur le revenu (note 12)	**343 784**	285 636
Intérêt sur la dette à long terme	**11 324**	29 027
Autres intérêts	**—**	2 325
	4 385 962	3 796 137
Bénéfice avant les postes ci-dessous	**605 463**	376 206
Provision pour impôts sur le revenu (note 13)		
Reportés	**331 056**	227 788
Exigibles	**27 836**	21 178
	358 892	248 966
	246 571	127 240
Participation minoritaire	**4 961**	5 823
Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532**	133 063
Postes extraordinaires	**—**	16 515
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532**	116 548
Dividendes des actions privilégiées rachetables (note 10)	**100 083**	86 379
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	**151 449 $**	30 169 $

Petro-Canada

État consolidé des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

	1984	1983
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	**212 027 $**	186 232 $
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532**	116 548
Dividendes des actions privilégiées rachetables	**(100 083)**	(86 379)
Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	**151 449**	30 169
Redressement de change sur le rachat des actions privilégiées rachetables (note 10)	**(10 430)**	(4 374)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	**353 046 $**	212 027 $

Etat consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

	1984	1983
Fonds autogénérés		
Fonds de roulement provenant de l'exploitation (note 14)	**939 529 $**	676 315 $
Produit de la vente d'immobilisations	**51 454**	41 911
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	**20 266**	28 844
Fonds autogénérés	**1 011 249**	747 070
Activités de placement		
Acquisition de Raffinage et Marketing BP Canada Limitée	**—**	115 781
Moins l'encaisse obtenue	**—**	(24 695)
	—	91 086
Dépenses affectées aux immobilisations	**1 151 820**	1 019 252
Subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier	**(380 304)**	(468 488)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation (note 15)	**140 986**	(34 485)
Augmentation (diminution) des placements, montant net	**282 103**	(1 412)
Augmentation des charges reportées, montant net	**14 196**	12 208
(Augmentation) diminution de la participation minoritaire dans des filiales	**(1 859)**	438 443
	1 206 942	1 056 604
Activités de financement et dividendes		
Émission d'actions ordinaires	**425 000**	642 917
Dividendes des actions privilégiées rachetables	**(100 083)**	(86 379)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	**—**	404 289
Réduction de la dette à long terme	**(59 554)**	(549 941)
Rachat d'actions privilégiées rachetables	**(92 435)**	(74 664)
	172 928	336 222
Augmentation (diminution) de l'encaisse	**(22 765)**	26 688
Encaisse au début de l'exercice	**55 584**	28 896
Encaisse à la fin de l'exercice	**32 819 $**	55 584 $

Petro-Canada

Notes des etats financiers consolides

31 decembre 1984

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

(a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada, un agent de sa Majesté du chef du Canada, et de toutes ses filiales (la «Société») à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 5.

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis et est amorti sur la durée utile de cet actif.

(b) Stocks

Les stocks sont évalués au prix coûtant ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

(c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la valeur de consolidation et les placements à long terme, selon la valeur d'acquisition.

(d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolifères et gazéifères, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les frais se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolifères et gazéifères sont capitalisés. Ces frais incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les frais de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration. La Société applique un "critère de plafonnement" aux frais capitalisés de chaque centre de frais productif afin d'assurer que ces frais ne dépassent pas les produits nets estimatifs devant être tirés de la production obtenue des réserves prouvées et ce, en termes de coûts et de frais d'exploitation actuels, plus la juste valeur marchande estimative des gisements non évalués.

On a établi des centres de frais séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, le projet Syncrude, pour chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et pour les autres concessions de sables bitumineux.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relativement au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'interêt proportionnel de la Société dans ces activités.

(e) Amortissement et épuisement

Les frais annuels engagés dans les centres de frais des régions autres que les régions éloignées du Canada, dans le Projet Syncrude et dans les centres de frais des régions étrangères productives sont amortis ou épuisés séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement basé sur les estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz récupérable. Pour fins de calcul de l'amortissement et de l'épuisement, la production de gaz naturel et les réserves sont converties en unités équivalentes de pétrole brut basées sur le contenu énergétique relatif de chaque produit.

Les frais annuels engagés dans les autres centres de frais sont amortis selon la méthode linéaire durant toute la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration de ces régions. Quand l'exploration s'avère fructueuse, c'est-à-dire quand des réserves de qualité commerciale sont mises à jour, on interrompt l'amortissement et on calcule l'épuisement du solde non amorti du centre de frais selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement une fois que la production a débuté. Lorsque les résultats de l'exploration s'avèrent négatifs, et que le centre de frais est condamné ou abandonné, le solde non amorti de ce centre est alors imputé aux résultats.

L'amortissement des autres immobilisations se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire comme il convient. L'amortissement linéaire annuel varie de 2,0 p. cent à 25,0 p. cent.

(f) Charges reportées

Les frais relatifs à l'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux qui feront l'objet d'exploitation dans les années à venir sont reportés et seront imputés aux résultats lorsque lesdits sables bitumineux seront exploités.

La Société reporte les frais engagés pour les études de faisabilité reliées aux évaluations économiques et aux travaux d'ingénierie préliminaires relativement aux activités de transport, de production et à d'autres

Note 1. (suite)

travaux. Lorsque l'on a terminé les études menant au lancement de travaux ou à l'amélioration d'un projet existant, les dépenses connexes sont virées aux immobilisations et imputées aux résultats sur la vie utile estimative des travaux ou, autrement, tous les frais connexes sont imputés aux résultats à ce moment.

Certains des frais relatifs au programme de redésignation du réseau de marketing de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur les périodes au cours desquelles on prévoit réaliser un bénéfice.

(g) Programme canadien d'indemnisation pétrolière

En vertu du programme d'indemnisation pétrolière, le gouvernement fédéral assume une part des frais reliés au pétrole consommé au Canada au profit des importateurs admissibles, pourvu que les prix de certains produits ne soient pas supérieurs aux niveaux recommandés par le gouvernement. L'indemnisation versée en vertu du programme est inscrite comme réduction des achats de pétrole brut et de produits. Le gouvernement fédéral offre également une indemnisation aux producteurs de pétrole brut synthétique. L'indemnisation qui est versée à la société pour sa quote-part de production du projet Syncrude est incluse dans les produits d'exploitation.

(h) Impôts sur le revenu

La Société fait toutes les provisions nécessaires pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des frais d'exploration et de mise en valeur et d'autres frais qui diffèrent des montants imputés aux résultats dans les états financiers. La Société comptabilise les crédits d'impôt à l'investissement selon la méthode d'imputation à l'exercice.

(i) Conversion des devises étrangères

L'actif à court terme, sauf les stocks et les frais payés d'avance, le passif à court terme et la dette à long terme sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan. L'actif à long terme, les stocks, les frais payés d'avance, les impôts sur le revenu reportés et les actions privilégiées rachetables sont couverts aux taux en vigueur à la date de chacune des opérations en cause. Les postes de produits et de charges sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice, à l'exception de l'amortissement, corporel et incorporel, et de l'épuisement qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

Les gains et les pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains et pertes de change non réalisés afférents à la conversion de la dette à long terme, lesquels sont reportés et amortis sur le terme restant de la dette.

Les exploitations étrangères sont considérées comme étant intégrées et sont donc converties de la façon mentionnée plus haut.

(j) Régimes de retraite

Les frais des prestations de retraite pour les services courants des employés sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accumulent. Les frais découlant de modifications apportées aux régimes en ce qui a trait aux services des employés au cours d'exercices antérieurs ainsi que les insuffisances sont capitalisés conformément aux lois pertinentes régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

2. Modification de convention comptable

En date du 1er janvier 1984, la Société a modifié sa méthode de comptabilisation des devises étrangères, conformément aux recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (note 1 i).

Antérieurement, la dette à long terme remboursable en devises étrangères était convertie aux taux de change en vigueur lorsque la dette avait été contractée et les gains et pertes de change étaient portés aux résultats lorsqu'ils étaient réalisés. L'effet de ce changement sur les résultats de l'exercice en cours n'est pas significatif; une charge reportée de 9 085 000 $ a toutefois été comptabilisée au 31 décembre 1984 (note 7).

Cette modification n'aurait pas modifié les résultats de 1983 de façon significative, et a été appliquée prospectivement.

3. Acquisitions

(a) Produits Petro-Canada Inc. («Produits»)

Aux termes d'un appel d'offres daté du 28 février 1983, la Société s'est engagée à acquérir toutes les actions portant droit de vote et ne portant pas droit de vote de Produits (anciennement Raffinage et Marketing BP Canada Limitée) en contrepartie de 419 805 000 $ (y compris les frais estimatifs).

Le 1er mars 1983, la Société s'est portée acquéreur de la totalité des actions avec droit de vote et de 9,4 p. cent des actions sans droit de vote en contrepartie de 121 586 000 $ en espèces et charges à payer. Au cours de 1984, la Société a acquis une tranche supplémentaire de 0,4 p. cent des actions sans droit de vote en circulation en contrepartie de 1 165 000 $ en espèces, portant ainsi sa participation à 9,8 p. cent des actions sans droit de vote. En vertu de cette offre, la Société a convenu d'acheter en 1985 le solde des actions sans droit de vote en circulation, et ce, à des prix qui tiendront compte d'une augmentation par rapport au prix initial en fonction d'un facteur d'intérêt. Conséquemment, la participation minoritaire est établie au coût estimatif d'acquisition de toutes les actions sans droit de vote en circulation qui n'ont pas encore été acquises par la Société.

Le détail de l'acquisition qui a été comptabilisée selon la méthode de l'achat pur et simple se présente comme suit:

Valeur comptable de l'actif acquis		508 123 $
Valeur comptable du passif pris en charge		(378 732)
		129 391
Excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif net acquis:		
Raffinage et marketing	286 089 $	
Dette à long terme	4 325	290 414
Actif net acquis à la valeur attribuée		419 805
Participation minoritaire au 31 décembre 1984 (note 9)		297 054
Contrepartie au 31 décembre 1984		122 751 $

Au cours de la période du 1er janvier au 20 février 1985, la Société se portait acquéreur d'une tranche supplémentaire de 87,4 p. cent des actions sans droit de vote en circulation pour une contrepartie en numéraire de 288 275 000 $, augmentant ainsi sa participation à 97,2 p. cent des actions sans droit de vote. Les fonds provenaient des fonds réservés à des fins d'appel d'offres, soit 123 000 000 $ (note 5) et d'une émission de titres d'emprunt à long terme de 165 275 000. L'offre demeure valide jusqu'au 25 février 1985, et la Société a l'intention de racheter, au plus tard le 27 mai 1985, les actions non acquises en vertu de l'offre, à 15,34 $ l'action.

(b) Panarctic Oils Ltd. («Panarctic»)

Au cours de 1984, la Société a encore acheté des actions ordinaires de la Panarctic Oils Ltd. en contrepartie des dépenses d'exploration engagées, ce qui a eu pour effet de maintenir sa participation à 54,4 p. cent des actions ordinaires en circulation.

4. Stocks

Les stocks se composent de:

	1984	1983
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	**768 774 $**	601 100 $
Matériaux et fournitures	**76 941**	109 906
	845 715 $	711 006 $

5. Placements

Les placements de la Société se présentent ainsi:

	1984	1983
À la valeur de consolidation		
Centre Petro-Canada	222 505 $	86 353 $
Westcoast Transmission Company Limited	176 984	173 949
Sedpex Inc.	20 952	18 133
Autres	4 418	4 247
Au prix coûtant		
Fonds réservés à des fins d'appel d'offres (note 3)	131 879	—
Hypothèques et autres placements	43 114	29 587
Canertech Inc.	—	—
	599 852 $	312 269 $

Centre Petro-Canada
Au 31 décembre 1984, la Société détenait une participation de 50 p. cent dans une co-entreprise qui est propriétaire d'un Centre Petro-Canada, un complexe de bureaux de Calgary. La Société a conclu un contrat de location à long terme en vue d'occuper une partie du complexe (note 20) et a garanti une tranche de 64 500 000 $ de la dette à long terme afférente à ce complexe.

Westcoast Transmission Company Limited («Westcoast»)
Au 31 décembre 1984, la Société détenait 31,2 p. cent du total des actions ordinaires en circulation de la Westcoast.

La valeur attribuée au placement dans la Westcoast lorsqu'il a été acquis par la Société et le prix des achats d'actions subséquents excédaient la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de la Westcoast.

La Westcoast est une société de services d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes des frais du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Aux 31 décembre 1984 et 1983, la valeur à la cote du placement de la Société dans la Westcoast était de 190 924 000 $.

Sedpex Inc.
La Société détenait, au 31 décembre 1984, la moitié de toutes les actions ordinaires en circulation de Sedpex Inc., une société qui est propriétaire d'un navire de forage semi-submersible. Ce navire est actuellement loué à la Société (note 20).

Canertech Inc. («Canertech»)
Les comptes de Canertech Inc., une filiale en propriété exclusive, ont été exclus de la consolidation car on a l'intention ferme de se défaire du placement dans cette filiale. La Société a constitué Canertech en 1981 afin de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement à la demande expresse du gouvernement canadien. Celui-ci avait alors fait connaître son intention d'acheter le placement de la Société au prix coûtant et de transformer la Canertech en société d'état autonome. Au cours de 1984, le gouvernement a ordonné à la Société d'effectuer la dissolution de la Canertech. Le placement de la Société dans la Canertech est inscrit aux livres au coût initial de 1 $.

6. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

	1984			1983
	*Coût**	*Amortissement et épuisement accumulés*	*Net*	*Net*
Pétrole et gaz				
Au Canada				
– Régions non éloignées	**3 748 266 $**	**649 700 $**	**3 098 566 $**	3 024 133 $
– Régions éloignées	**1 139 088**	**214 890**	**924 198**	778 585
À l'étranger	**142 824**	**60 221**	**82 603**	60 977
Raffinage et marketing	**1 602 230**	**208 962**	**1 393 268**	1 361 741
Sables bitumineux				
Projet Syncrude et concessions afférentes	**574 653**	**73 947**	**500 706**	484 610
Autres concessions de sables bitumineux et dépenses s'y rapportant	**265 052**	**49 791**	**215 261**	162 997
Liquides extraits du gaz naturel	**183 765**	**50 965**	**132 800**	134 418
Autres immobilisations	**337 463**	**79 499**	**257 964**	240 228
	7 993 341 $	**1 387 975 $**	**6 605 366 $**	6 247 689 $

* Le coût est indiqué déduction faite des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

7. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

	1984	1983
Au prix coûtant		
Frais d'enlèvement du mort-terrain des sables bitumineux	**41 511 $**	38 208 $
Moins portion afférente aux sables bitumineux qui seront exploités dans l'année	**10 730**	7 734
	30 781	30 474
Projet Gaz polaire	**18 651**	17 626
Au prix amorti		
Programme de redésignation du réseau de marketing	**35 274**	30 202
Redressement de conversion de la dette à long terme	**9 085**	—
Autres	**5 415**	360
	99 206 $	78 662 $

8. Dette à long terme

La dette à long terme comporte:

	Échéance	**1984**	1983
En dollars canadiens			
Billets non garantis 8,25 %	1993	**14 375 $**	14 143 $
Billets à ordre, portant intérêt au taux préférentiel	1985	**13 192**	15 692
Emprunts non garantis portant intérêt du taux préférentiel au taux préférentiel majoré de ½ %	1985	**9 500**	26 722
Billets non garantis 5,75 %	1986	**6 961**	8 265
Autres emprunts et obligations à long terme	1985-1997	**1 923**	10 222
En dollars américains			
Billets non garantis 9 % (45 000 000 $ US)	1996	**59 466**	57 976
Billets non garantis 7,75 % (16 000 000 $ US)	1993	**21 142**	16 191
Billets non garantis 8,45 %(15 000 000 $ US)	1987	**19 821**	23 992
Billets non garantis 5,25 % (6 500 000 $ US)	1985	**8 589**	12 835
Hypothèques 5,75 % à 6,25 % (1 574 000 $ US)	1988	**2 080**	2 370
		157 049	188 408
Moins la portion exigible		**47 102**	30 252
		109 947 $	158 156 $

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement minimal de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant:

1985 – 47 102 000 $
1986 – 19 364 000 $
1987 – 13 039 000 $
1988 – 7 317 000 $
1989 – 7 315 000 $

9. Participation minoritaire dans des filiales

La participation minoritaire dans des filiales se présente comme suit:

	1984	1983
Panarctic		
Actions ordinaires	**138 278 $**	135 254 $
Participation au bénéfice	**(15 519)**	(10 558)
	122 759	124 696
Produits Petro-Canada Inc.		
Actions ordinaires sans droit de vote	**297 054**	298 219
	419 813 $	422 915 $

10. Actions privilégiées rachetables

Les actions privilégiées rachetables, émises par une filiale à un groupe de banques à charte canadiennes, sont des actions privilégiées, sans droit de vote, à dividende cumulatif à taux variable. Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à 100 $ US l'action, plus les dividendes accumulés. En 1984, la filiale a exercé son droit de racheter 700 000 actions (600 000 actions en 1983) en contrepartie de 70 000 000 $ US (60 000 000 $ US en 1983) et, au 31 décembre 1984, 11 200 000 actions étaient toujours en circulation.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de neuf ans échéant le 31 décembre 1993, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à 100 $ US chacune, plus les dividendes accumulés. Ces droits passent de 75 000 000 $ US à 170 000 000 $ US sur le reste de la période.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés selon le choix de la filiale, sur les taux de base des États-Unis, ou les taux interbanques des eurobanques de Londres. Le taux de dividende était d'environ 6 p. cent par an le 31 décembre 1984.

11. Capital

Autorisé

Globalement, le capital autorisé est le suivant:

(a) 71 188 actions ordinaires d'une valeur nominale de 100 000 $ chacune.

(b) Actions privilégiées émises au gouvernement du Canada; ces actions et tous les emprunts obtenus, et en cours, en provenance du Fonds du revenu consolidé du gouvernement du Canada ne doivent pas dépasser 1 000 000 000 $.

Émis (au gouvernement du Canada)

	1984		1983	
	Nombre d'actions	*Contrepartie*	*Nombre d'actions*	*Contrepartie*
Actions ordinaires				
Solde au début de l'exercice	**27 633**	**2 763 300 $**	21 221	2 122 100 $
Au comptant	**4 250**	**425 000**	3 675	367 500
En contrepartie des fonds reçus du compte de propriété canadienne	**—**	**—**	2 737	273 700
Solde à la fin de l'exercice	**31 883**	**3 188 300**	27 633	2 763 300
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de l'exercice	**972 771 853**	**972 772**	972 771 853	972 772
Total du capital à la fin de l'exercice		**4 161 072 $**		3 736 072 $

Les actions privilégiées ont une valeur nominale de 1 $ chacune et sont rachetables au pair au gré de la Société; elles ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

12. Taux autres que les impôts sur le revenu

Les taxes autres que les impôts sur le revenu sont les suivantes:

	1984	1983
Taxe de vente fédérale	**184 508 $**	148 327 $
Taxe sur les recettes gazières et pétrolières	**118 536**	106 850
Autres taxes	**40 740**	30 459
	343 784 $	285 636 $

13. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de 358 892 000 $ (1983 – 248 966 000 $) représente un taux réel de 59,3 p. cent (1983 – 66,2 p. cent) sur le bénéfice avant impôts de 605 463 000 $ (1983 – 376 206 000 $). Le calcul de la provision, qui requiert un rajustement du bénéfice avant impôts sur le revenu pour tenir compte des postes non imposables et non déductibles aux fins fiscales, se présente comme suit:

	1984	1983
Bénéfice avant impôts sur le revenu	**605 463 $**	376 206 $
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	**327 560**	302 698
Abattements fédéraux		
Abattement pour ressources	**(245 909)**	(221 470)
Épuisement fiscal	**(29 268)**	(31 157)
Abattement pour stocks	**(10 498)**	(22 560)
Taxes sur les recettes pétrolières et gazières	**118 536**	106 850
Amortissement non déductible de l'excédent de la valeur attribuée sur la valeur comptable de l'actif acquis à l'achat de filiales	**83 566**	63 966
Amortissement et épuisement non déductible	**24 284**	21 646
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	**(20 536)**	(24 227)
Perte (gains) de change	**(4 846)**	8 846
Autres	**291**	2 066
Bénéfice rajusté avant impôts sur le revenu	**848 643 $**	582 864 $
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadien fédéral et provinciaux à 46 p. cent (1983 – 46,9 p. cent) appliqué au bénéfice rajusté	**390 376 $**	273 363 $
Impôts provinciaux, déduction faite de l'abattement fédéral	**3 721**	9 909
Déduire rabais et crédits fiscaux		
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	**(18 829)**	(18 025)
Programme de dégrèvements provinciaux d'impôt sur le revenu	**(9 080)**	(14 211)
Crédits d'impôt pour la recherche scientifique	**(7 296)**	(2 070)
Provision pour impôts sur le revenu	**358 892 $**	248 966 $

14. Fonds de roulement tiré de l'exploitation

Le fonds de roulement tiré de l'exploitation se présente comme suit:

	1984	1983
Bénéfice net avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532 $**	133 063 $
Ajouter (déduire):		
Amortissement et épuisement	**367 911**	329 897
Impôts sur le revenu reportés	**331 056**	227 788
Bénéfice de participation, moins les dividendes reçus	**(5 302)**	(9 900)
Divers	**(5 668)**	(4 533)
	939 529 $	676 315 $

15. Variation des composantes du fonds de roulement d'exploitation

L'augmentation (la diminution) du fonds de roulement d'exploitation résulte des variations suivantes au cours de l'exercice:

	1984	1983
Créances	**40 018 $**	38 274 $
Stocks	**134 709**	(44 285)
Impôts sur le revenu recouvrables	**(4 229)**	55 892
Dépôts et frais payés d'avance	**2 720**	6 237
Comptes fournisseurs et charges à payer	**(15 382)**	(141 780)
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**(16 850)**	43 034
Fonds de roulement d'exploitation déficitaire obtenu à l'acquisition de Raffinage et Marketing BP Canada Limitée	**—**	8 143
	140 986 $	(34 485) $

16. Régimes de retraite

Selon les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite de la Société, les obligations non capitalisées pour les services antérieurs sont d'environ 54 000 000 $ au 31 décembre 1984. Toutes les prestations accumulées, y compris celles acquises, au 31 décembre 1984 sont entièrement capitalisées.

17. Opérations d'importance avec des parties apparentées

La Société a des opérations avec le gouvernement du Canada et avec des institutions gouvernementales; ces opérations ont lieu dans le cours normal des affaires et, en conséquence, aux mêmes conditions qu'avec des parties non apparentées.

18. Information sectorielle

La Société exerce son activité principalement dans les secteurs suivants:

Ressources naturelles

Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables pétrolifères, de charbon et de minéraux; extraction de liquides du gaz naturel; transport, distribution et marketing de liquides extraits du gaz naturel.

Produits du pétrole raffiné

Achat et vente de pétrole brut; raffinage de pétrole brut en produits du pétrole; distribution et marketing de ceux-ci et de produits du pétrole raffiné achetés.

Les résultats d'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

	Ressources naturelles		*Produits du pétrole raffiné*		*Éliminations*		*Total*	
	1984	1983	**1984**	1983	**1984**	1983	**1984**	1983
Ventes aux clients	**1 450 252 $**	1 175 122 $	**3 431 041 $**	2 948 695 $	**— $**	— $	**4 881 293 $**	4 123 817 $
Transferts intersectoriels	**88 572**	216 016	**—**	—	**(88 572)**	(216 016)	**—**	—
Total des produits d'exploitation	**1 538 824**	1 391 138	**3 431 041**	2 948 695	**(88 572)**	(216 016)	**4 881 293**	4 123 817
Coûts incorporables et frais d'exploitation	**534 472**	467 705	**2 809 601**	2 551 819	**(88 572)**	(216 016)	**3 255 501**	2 803 508
Amortissement et épuisement	**254 473**	221 981	**85 494**	86 998	**—**	—	**339 967**	308 979
Taxes autres que les impôts sur le revenu	**121 688**	109 713	**222 096**	175 923	**—**	—	**343 784**	285 636
Total des charges d'exploitation	**910 633**	799 399	**3 117 191**	2 814 740	**(88 572)**	(216 016)	**3 939 252**	3 398 123
Bénéfice d'exploitation	**628 191 $**	591 739 $	**313 850 $**	133 955 $			**942 041**	725 694
Frais généraux et frais de marketing et d'administration							**(407 442)**	(345 744)
Provision pour impôts sur le revenu							**(358 892)**	(248 966)
Produits des investissements et produits divers							**110 132**	48 526
Autre amortissement							**(27 944)**	(20 918)
Intérêt sur la dette à long terme							**(11 324)**	(29 027)
Participation minoritaire							**4 961**	5 823
Autres intérêts							**—**	(2 325)
							(690 509)	(592 631)
Bénéfice net avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables							**251 532 $**	133 063 $

Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur marchande.

Les revenus tirés du secteur des ressources naturelles sont:

	1984	1983
Pétrole brut et liquides de terrain	**867 366 $**	799 582 $
Liquides extraits du gaz naturel	**325 058**	319 594
Gaz naturel	**284 522**	238 220
Autres	**61 878**	33 742
	1 538 824 $	1 391 138 $

Les revenus tirés du secteur des produits du pétrole raffiné sont:

	1984	1983
Essence	**1 813 981 $**	1 545 048 $
Distillats	**1 025 140**	872 508
Autres	**591 920**	531 139
	3 431 041 $	2 948 695 $

Note 18. (suite)

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre et le montant des dépenses en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit:

	Éléments d'actif sectoriels		*Dépenses en immobilisations**	
	1984	1983	**1984**	1983
Ressources naturelles	**5 514 126 $**	5 201 776 $	**969 455 $**	835 664 $
Produits du pétrole raffiné	**2 652 369**	2 426 954	**141 885**	110 924
Autres	**888 787**	610 295	**204 900**	83 460
	9 055 282 $	8 239 025 $	**1 316 240 $**	1 030 048 $

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses entreprises.

* Les dépenses en immobilisations sont présentées avant déductions des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

19. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1983 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

20. Engagements et passif éventuel

(a) Engagements

La Société a loué un certain nombre de navires de forage en mer avec tout équipement nécessaire pour des périodes de un à cinq ans. La Société utilise ces navires de forage au cours de la saison de forage canadienne et les loyers sont partagés avec les participants aux coentreprises. Les navires peuvent être sous-loués lorsqu'ils ne sont pas utilisés par la Société.

La location brute de navires de forage en mer ainsi que les loyers annuels minimaux afférents au Centre Petro-Canada (note 5) et à d'autres contrats non résiliables sont estimés à 166 000 000 $ en 1985, à 137 000 000 $ en 1986, à 100 000 000 $ en 1987, à 44 000 000 $ en 1988, à 29 000 000 $ en 1989 et à 14 000 000 $ par année par la suite jusqu'en 2008.

(b) Passif éventuel

La Société est partie dans des litiges et réclamations découlant du cours normal des affaires. La direction est d'avis que les règlements éventuels n'auront pas d'effet significatif sur la situation financière de la Société.

Petro-Canada

Renseignements financiers supplémentaires sur la présentation des effets des variations de prix (non vérifiés)

31 décembre 1984

Mode de présentation

Les états financiers de Petro-Canada présentent l'information financière selon les coûts d'origine, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Au cours des récentes années, l'économie a été touchée par des hausses importantes du taux de l'inflation bien que celui-ci ait accusé une chute marquée en 1984; plusieurs des effets engendrés par ces augmentations ne sont pas reflétés dans les états financiers traditionnels. Les frais supplémentaires nécessaires au remplacement des stocks et des immobilisations en main et l'effet de la détention d'éléments d'actif ou de passif monétaire net ne sont pas pris en compte dans les états financiers au coût d'origine en période d'inflation. L'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») a publié des recommandations sur la préparation de l'information présentant les effets des variations de prix. L'ICCA offre ces recommandations à titre expérimental. Le but en est de déterminer si ces renseignements sont utiles aux utilisateurs des états financiers dans leur évaluation d'une entreprise. L'information qui suit a été préparée selon ces recommandations sauf dans le cas du calcul de la provision pour impôts sur le revenu, dont nous parlerons plus bas.

Petro-Canada a préparé l'information ci-jointe en utilisant ce qu'elle considère être des hypothèses raisonnables; le lecteur doit cependant noter que les recommandations font appel à un certain degré de jugement subjectif et que des résultats bien différents pourraient être obtenus si d'autres hypothèses, aussi valables, étaient utilisées. En outre, les recommandations reconnaissent le fait que les frais de prospection et de mise en valeur nécessaires au remplacement des réserves de pétrole et de gaz sont l'objet d'un degré élevé d'incertitude. Malgré cela, les recommandations suggèrent d'estimer le coût actuel des réserves de pétrole et de gaz et suggèrent l'utilisation d'indices. Petro-Canada a utilisé cette façon de faire mais vous met en garde: ces estimations des coûts actuels peuvent être trompeuses et ne représentent pas nécessairement les montants auxquels les réserves pourraient être achetées ou les frais qu'il faudrait engager dans les périodes à venir pour les remplacer.

Note explicative

Le tableau Éléments du bilan au coût actuel donne le coût actuel des stocks et des immobilisations et l'effet des redressements de l'actif net au coût actuel. Le coût actuel des immobilisations a été calculé par l'utilisation d'indices. L'actif net représente l'avoir du détenteur des actions ordinaires au coût d'origine rajusté au coût actuel.

L'état consolidé des résultats au coût actuel vous offre une comparaison de l'état des résultats de la Société selon qu'il est présenté au coût d'origine ou au coût actuel. Le bénéfice de participation a été rajusté pour tenir compte de la part de Petro-Canada dans les rajustements au coût actuel touchant les sociétés affiliées. La charge au titre des achats de pétrole brut et de produits a été rajustée pour tenir compte du coût actuel de ces achats au moment de l'utilisation. La charge d'amortissement a été rajustée pour tenir compte du coût actuel estimatif de remplacement de la capacité de fonctionnement des immobilisations. L'ICCA recommande que le montant d'impôt sur le revenu pris en compte dans le calcul du bénéfice au coût actuel soit le même que le montant indiqué dans les états financiers au coût d'origine. Toutefois, la Société croit qu'il est plus approprié de redresser la provision pour impôts sur le revenu reportés afin de tenir compte de la hausse du coût des produits vendus, de l'amortissement et de l'épuisement. Comme les présents renseignements supplémentaires non vérifiés vous sont donnés à titre expérimental, nous avons tenu compte de tels redressements dans le calcul des impôts sur le revenu reportés présentés dans l'état consolidé des résultats au coût actuel. Si la Société avait suivi les recommandations de l'ICCA touchant la charge d'impôt sur le revenu dans le calcul du bénéfice au coût actuel, la provision pour impôts sur le revenu reportés aurait été de 331 056 000 $. Il convient de noter ici que la législation fiscale ne permet présentement pas de déduction pour ces redressements au coût actuel. La participation minoritaire a été rajustée pour tenir compte de sa part du rajustement de la charge d'amortissement au coût actuel.

Le tableau Autres renseignements au coût actuel donne le reste de l'information financière suggérée par les recommandations. Le redressement financier donne la portion des rajustements au coût actuel ayant trait aux éléments de passif monétaire net de Petro-Canada. L'ICCA en a donné la définition suivante: «fraction de la variation du coût actuel des biens qui correspond au ratio capitaux empruntés - capitaux propres et que l'on n'a donc pas à imputer aux bénéfices actuels ou futurs pour assurer la préservation de la quote-part de la capacité de fonctionnement de l'entreprise revenant aux détenteurs d'actions ordinaires». La seconde partie du tableau fait ressortir la composante inflation de l'augmentation totale du coût actuel des immobilisations. La dernière information présentée a trait au gain du pouvoir d'achat général qui résulte du passif monétaire net. Ceci survient du fait que l'inflation diminue le pouvoir d'achat de la monnaie et, qu'en conséquence, là où il y a un passif monétaire net, on doit reconnaître un «gain» du fait que ce passif monétaire net nécessite l'utilisation d'un «pouvoir d'achat» inférieur à mesure que le temps passe en période d'inflation.

Les recommandations de l'ICCA demandent aussi la divulgation de données sur les réserves pétrolières et gazières, déduction faite des redevances. Le tableau des Renseignements supplémentaires sur les réserves vous donne cette information.

Éléments du bilan au coût actuel

31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

Tel que divulgués dans les états au coût d'origine		*Selon le coût actuel*
845 715 $	Stocks	845 715 $
6 605 366 $	Immobilisations	8 846 707 $
4 576 579 $	Actif net (avoir de l'actionnaire)	6 817 920 $

État consolidé des résultats au coût actuel

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

Tel que divulgués dans les états au coût d'origine		*Selon le coût actuel*
	Produits	
4 881 293 $	Exploitation	4 881 293 $
110 132	Produits des investissements et produits divers	107 305
4 991 425		4 988 598
	Charges	
2 780 170	Achats de pétrole brut et de produits	2 805 613
475 331	Production et raffinage	475 331
407 442	Frais généraux, frais de marketing et d'administration	407 442
367 911	Amortissement et épuisement	466 207
343 784	Taxes autres que les impôts sur le revenu	343 784
11 324	Intérêt sur la dette à long terme	11 324
4 385 962		4 509 701
605 463	**Bénéfice avant les postes ci-dessous**	478 897
	Provision pour impôts sur le revenu	
331 056	Reportés	290 396
27 836	Exigibles	27 836
358 892		318 232
246 571		160 665
4 961	**Participation minoritaire**	6 812
251 532	**Bénéfice net de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables**	167 477
100 083	**Dividendes des actions privilégiées rachetables**	100 083
151 449 $	**Bénéfice net de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables**	67 394 $

Autres renseignements supplémentaires au coût actuel

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1984

(en milliers de dollars)

(1) Redressement financier	
Basé sur le montant de la variation du coût actuel des immobilisations survenue au cours de l'exercice	42 458 $
Basé sur les redressements au coût actuel apportés aux résultats au cours de l'exercice	24 203 $
(2) Augmentation du coût actuel des immobilisations	191 732 $
Effet de l'inflation	317 818
Excédent de l'inflation sur l'augmentation du coût actuel	126 086 $
(3) Gain du pouvoir d'achat général du passif monétaire net	58 596 $

Renseignements supplémentaires sur les réserves

31 décembre 1984

	Pétrole (*milliers de mètres cubes*)	*Liquides extraits du gaz naturel* (*milliers de mètres cubes*)	*Gaz naturel* (*millions de mètres cubes*)
Réserves prouvées moins les redevances au 31 décembre 1983	33 284,1	5 053,1	108 778,6
Révisions des estimations antérieures	4 143,0	41,1	(5 290,2)
Ajouts et découvertes	772,8	—	338,6
Production	(2 832,9)	(408,2)	(3 410,6)
Réserves prouvées moins les redevances au 31 décembre 1984	35 367,0	4 686,0	100 416,4

Les montants indiqués ne comprennent pas la participation de 17 pour cent de Petro-Canada dans les réserves de pétrole brut synthétique de Syncrude Canada Limited («Syncrude») (25 400,0 milliers de mètres cubes avant redevances au 31 décembre 1984). Aux termes d'un accord entre la province d'Alberta, bailleur des concessions de sables pétrolifères, et les participants à Syncrude, la province a droit à 50 pour cent du bénéfice net réputé de Syncrude, comme il a été stipulé dans l'accord. Au gré de la province, ce droit peut être converti en une redevance de 7,5 pour cent de la production brute en tout temps. La portion de 50 pour cent du bénéfice net réputé et la redevance de 7,5 pour cent de la production brute peuvent toutes deux être modifiées en certaines circonstances. Compte tenu de ces possibilités et des incertitudes ayant trait aux prix et frais à venir, la Société n'a pas présenté ses réserves de pétrole brut synthétique déduction faite des redevances.

Petro-Canada

Sommaire quinquennal de l'exploitation

	1984	1983 (Note 2)	1982	1981 (Note 2)	1980
Concessions pétrolières et gazières (brutes/nettes)					
(millions d'hectares)					
Régions non éloignées:					
Pétrole classique	**4,8/2,4**	6,0/3,1	6,4/3,3	6,5/3,5	3,7/2,1
Sables pétrolifères	**0,9/0,3**	0,9/0,3	0,8/0,3	0,8/0,3	0,8/0,3
	5,7/2,7	6,9/3,4	7,2/3,6	7,3/3,8	4,5/2,4
Régions éloignées	**41,6/20,5**	54,4/25,0	55,7/25,6	57,3/28,7	57,3/35,0
Étranger	**2,8/0,4**	1,7/0,1	0,6/0,1	0,6/0,1	0,6/0,1
Total des concessions pétrolières et gazières	**50,1/23,6**	63,0/28,5	63,5/29,3	65,2/32,6	62,4/37,5
Puits forés (bruts/nets)					
Régions non éloignées - puits d'exploration					
Pétrole	**65/45**	41/30	52/32	46/25	33/18
Gaz	**25/11**	24/16	28/15	54/23	81/35
Stériles et abandonnés	**69/43**	61/43	46/35	68/33	59/28
Suspendus	**5/4**	7/5	2/1	4/3	4/3
	164/103	133/94	128/83	172/84	177/84
Régions non éloignées - puits de mise en valeur					
Pétrole	**344/133**	148/84	129/68	73/39	171/91
Gaz	**16/6**	17/12	138/86	100/53	95/50
Stériles et abandonnés	**24/10**	9/5	49/31	20/11	19/10
	384/149	174/101	316/185	193/103	285/151
Régions éloignées et étranger - puits d'exploration et de mise en valeur					
Pétrole	**6/1**	5/1	6/1	7/1	3/1
Gaz	**9/2**	6/2	3/1	4/1	3/0
Stériles et abandonnés	**24/7**	13/4	10/2	6/1	7/2
Suspendus	**2/1**	1/1	0/0	0/0	0/0
	41/11	25/8	19/4	17/3	13/3
Total des puits forés	**589/263**	332/203	463/272	382/190	475/238
Réserves prouvées (nettes, avant redevances) (note 3)					
Gaz naturel (milliards de m^3)	**120,4**	134,3	135,8	138,3	115,4
Pétrole brut (millions de m^3)	**48,4**	45,0	47,1	47,0	42,3
Liquides extraits du gaz naturel (millions de m^3)	**6,4**	7,4	7,7	8,2	6,4
Pétrole brut synthétique (millions de m^3)	**25,4**	26,3	27,4	28,3	20,5
Pétrole brut étranger (millions de m^3)	**0,8**	0,9	0,9	1,1	1,0
Total du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel (millions de m^3)	**81,0**	79,6	83,1	84,6	70,2

	1984	1983 (Note 2)	1982	1981 (Note 2)	1980
Production journalière (nette, avant redevances)					
Gaz naturel (millions de m^3)	**10,8**	10,0	10,6	10,7	9,3
Pétrole brut (milliers de m^3)	**10,3**	9,3	9,3	9,8	8,8
Liquides extraits du gaz naturel (milliers de m^3)	**1,5**	1,5	1,5	1,5	1,1
Liquides extraits du gaz naturel dans les usines de récupération (milliers de m^3)	**2,6**	2,5	2,7	2,6	2,4
Pétrole brut synthétique (milliers de m^3)	**2,3**	3,0	2,3	2,1	1,5
Pétrole brut étranger (milliers de m^3)	**0,4**	0,5	0,2	0,2	0,2
Total du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel (milliers de m^3)	**17,1**	16,8	16,0	16,2	14,0
Raffinage					
Capacité de traitement du brut (milliers de m^3 par jour)	**32**	32	19	15	2
Quantités traitées (milliers de m^3 par jour)	**28**	25	17	13	2
Utilisation des raffineries (pour cent)	**86**	78	86	87	94
Marketing					
Établissements de ventes en gros et au détail	**2 716**	3 107	1 605	1 504	407
Ventes de produits pétroliers (milliers de m^3 par jour)					
Essence	**13,9**	12,9	7,3	6,9	2,6
Distillats	**9,6**	8,7	5,1	4,1	1,2
Divers, dont les produits pétrochimiques	**6,4**	5,5	2,9	2,0	0,1
Total des ventes de produits pétroliers	**29,9**	27,1	15,3	13,0	3,9
Effectif					
Nombre d'employés à la clôture	**6 697**	6 601	6 166	5 801	2 823

Notes:

1. Des redressements ont été apportés aux chiffres déjà comptabilisés au titre d'exercices antérieurs afin de tenir compte des modifications de présentation financière intervenues ultérieurement.
2. Ces chiffres tiennent compte des résultats d'exploitation de la société anciennement dénommée Petrofina Canada Inc. à partir du 12 mai 1981, ainsi que des résultats d'exploitation de la société antérieurement dénommée Raffinage et Marketing BP Canada Limitée à compter du 1er mars 1983. Les résultats d'exploitation de Panarctic Oils Ltd. n'ont pas été pris en compte.
3. Les réserves prouvées éloignées excluent les réserves relatives aux gisements éloignées du Nord du Canada et au large de la côte Est.

Petro-Canada

Sommaire quinquennal des résultats

(en milliers de dollars)

Sommaire des résultats	**1984**	1983 (Note 2)	1982 (Note 2)	1981 (Note 2)	1980
Produits	**4 991 425 $**	4 172 343 $	2 788 136 $	2 674 603 $	1 023 398 $
Charges	**4 385 962**	3 796 137	2 481 013	2 245 585	704 248
	605 463	376 206	307 123	429 018	319 150
Ajouter (déduire):					
Provision pour impôts sur le revenu	**(358 892)**	(248 966)	(188 298)	(225 174)	(155 464)
Gain à la vente d'une filiale	**—**	—	7 082	—	—
Participation minoritaire	**4 961**	5 823	4 735	—	—
Bénéfice avant postes extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532**	133 063	130 642	203 844	163 686
Postes extraordinaires	**—**	(16 515)	—	—	—
Bénéfice net avant dividendes des actions privilégiées rachetables	**251 532**	116 548	130 642	203 844	163 686
Dividendes des actions privilégiées rachetables	**100 083**	86 379	120 082	138 971	107 937
Bénéfice net après dividendes des actions privilégiées rachetables	**151 449 $**	30 169 $	10 560 $	64 873 $	55 749 $
Autres données financières					
Fonds autogénérés	**1 011 249 $**	747 070 $	592 840 $	535 722 $	477 441 $
Dépenses affectées aux immobilisations	**1 151 820**	1 019 252	974 096	594 601	424 379
Subventions-Programme d'encouragement pétrolier	**380 304**	468 488	299 892	138 764	—
Actif total	**9 055 282**	8 239 025	7 552 115	6 612 533	3 766 766
Fonds de roulement	**895 843**	777 622	793 562	685 299	135 205
Dette à long terme (note 3)	**157 049**	188 408	330 686	1 312 773	283 075
Actions privilégiées rachetables	**1 312 080**	1 394 085	1 464 375	1 464 375	1 464 375
Avoir de l'actionnaire	**4 576 579**	4 010 560	3 341 848	1 640 444	1 114 599

Notes:
1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.
2. Les résultats financiers sont inclus depuis le 12 mai 1981 pour l'exploitation de l'ancienne Petrofina Canada Inc., depuis le 1er mai 1982 pour l'exploitation de Panarctic Oils Ltd., et depuis le 1er mars 1983 pour l'exploitation de l'ancienne Raffinage et Marketing BP Canada Limitée.
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.

Design: Gottschalk + Ash Int'l
Impression: Ronalds Printing, Calgary